

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

нам 20 лет!

# Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

## times

издается с 2002 года / has been published since 2002

4 (82), Декабрь / December 2022

ПОСТРЕЛИЗ 23-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

ПРОФЕССОР ЛЮЦИЯ ДАВЛЕТШИНА: «ОСУЩЕСТВИТЬ НАШИ СМЕЛЫЕ ИДЕИ НА ПРАКТИКЕ ПОЗВОЛИЛ КОЛТЮБИНГ»

PROFESSOR LYUTSIA DAVLETSHINA: "COILED TUBING MADE IT POSSIBLE TO PUT OUR BOLD IDEAS INTO PRACTICE"

ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ СТИМУЛЯЦИИ

HIGH-FREQUENCY MULTI-PHASE SURFACE MEASUREMENT TO OPTIMIZE THE POST-STIMULATION CLEAN-OUT WITH COILED TUBING

НА ВОПРОСЫ ЖУРНАЛА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА. ВРЕМЯ ГРП» ОТВЕЧАЮТ РУСЛАН ДАГУЖИЕВ, ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР – ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ООО «ЮЖГАЗЭНЕРДЖИ», И ОЛЕГ ВОИН, РУКОВОДИТЕЛЬ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ООО «ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА»

COILED TUBING TIMES INTERVIEWED RUSLAN DAGUZHIEV, TECHNICAL DIRECTOR – CHIEF ENGINEER OF YUZHGAZENERGY LLC, AND OLEG VOIN, HEAD OF RESEARCH & ENGINEERING CENTER, FRACJET-VOLGA LLC

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2022 (часть 2)

SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2022 ABSTRACTS (Part 2)

РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ



82



# ESTM

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)  
[www.estm-tula.com](http://www.estm-tula.com)



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

**The 24<sup>th</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

**Ноябрь 2023 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,  
«Выставочная»)**

**November, 2023,  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/  
"Vystavochnaya" metro station)**

**Тематика:**

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

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

E-mail: [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**

**К.Н. Алегин**, главный геолог, ООО «ВETERАН»;  
**Ж. Атти**, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;  
**Р.М. Ахметшин**, главный специалист по кольтюбинговым технологиям, ООО «ТаграС-РемСервис»;  
**К.В. Бурдин**, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;  
**Г.А. Булыка**, главный редактор журнала;  
**Д.В. Воробьев**, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;  
**Т. Грин**, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;  
**С.А. Заграничный**, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";  
**Р. Кларк**, почетный редактор журнала;  
**А.Н. Коротченко**, директор ООО «ИнТех»;  
**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 кольтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,  
 Тел.: +7 495 481 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**

**K. Alegin**, Chief Geologist, VETERAN LLC;  
**R. Akhmetshin**, Chief Specialist in Coiled Tubing Technologies, TagraS-RemServis LLC;  
**J. Attie**, Vice President, International Sales, Global Tubing;  
**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, Gazproneft 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!

Выходит из печати новый номер журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», последний в этом году, а значит, в какой-то степени итоговый. Чем для редакции оказался знаменательным год 2022-й?

Во-первых, тем, что мы отпраздновали двадцатилетие издания – солидную дату в нынешнем турбулентном мире СМИ. Поздравления с юбилеем до сих пор идут в наш адрес.

Во-вторых, тем, что после двух пандемийных лет нам удалось очно собрать в Москве более сотни участников 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Несмотря на отсутствие заокеанских делегатов, программа мероприятия, как в лучшие годы, вместила 31 выступление. Широта тематики докладов тоже порадовала. Российские и белорусские специалисты рассказывали об успешном внедрении технологий, которые еще лет пять назад числились в разряде экспериментальных. А ныне сразу несколько компаний доложили о бурении на ГНКТ, радиальном вскрытии пласта, выполнении ГРП по технологии Plug & Perf. В тренде – многостадийные ГРП, повторные ГРП, направленные кислотные ГРП на ГНКТ, ПГИ на горизонтальных скважинах, ультразвуковое воздействие на ПЗП.

Для таких сложных технологий необходимо и соответствующее оборудование. Его готова предоставить Группа ФИД, представители которой рассказали с трибуны конференции не только об успешных работах флота ГНКТ будущего, доступном уже сегодня, не только о перспективных технологиях формирования и обслуживания боковых стволов скважин с использованием ГНКТ, но и о нейросетевых моделях – самообучающихся и адаптивных системах управления нефтегазовым оборудованием.

Еще одна особенность 23-й конференции – то, что в ее процессе очень четко прослеживалась связь между заказчиками нефтесервисных услуг и подрядчиками. В частности, эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» Сергей Симаков выступил с докладом



«Перспективы развития ГНКТ в ПАО «Газпром нефть», где были определены ключевые инициативы и потребности компании в привлечении самых эффективных технологий (бурение на ГНКТ, радиальное вскрытие пласта, применение новых материалов в ГНКТ, кислотоструйное туннелирование с ГНКТ). А представители газодобывающей компании «Южгазэнерджи», работающей в сложных условиях (глубина скважин свыше 5000 м, высокая забойная температура, присутствие сероводорода), приехали на конференцию с конкретной целью: больше узнать

о нефтесервисных технологиях, эффективных для таких условий. Это им отчасти удалось, но поставило перед организаторами следующих конференций проблему подбора конкретных докладов под пожелания слушателей. Надеюсь, столь сложная задача будет успешно решена.

Активно проявил себя партнер конференции – Центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Его специалисты рассказали о бесполимерной жидкости для ГРП на основе нового класса ПАВ, жидкости глушения и блокирующего состава для ведения работ в условиях АНПД, об ингибировании кислотной коррозии стали ГНКТ.

Наш журнал в этом и нескольких последующих номерах будет знакомить вас с идеями конференции и ее участниками. В следующем номере вас ждет подробный отчет о мероприятии, а также подборка записанных в кулуарах конференции кратких интервью с молодыми главными и ведущими инженерами самых заметных российских сервисных компаний. Они с большим оптимизмом смотрят в будущее отрасли, они сами – ее будущее.

Конференция в очередной раз подтвердила, что у нашего нефтесервиса есть всё, чтобы быть передовым: технологии, оборудование, кадры.

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

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** 23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»  
*Пострелиз*

## ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

- 10** Осуществить наши смелые идеи на практике позволил колтюбинг  
(Беседа с **Л.Ф. Давлетшиной**, профессором, д. т. н., в. н. с. отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)

## ТЕХНОЛОГИИ

- 18** **Ермек Каипов**  
Применение высокочастотных измерений на поверхности для оптимизации процесса очистки ствола скважины после стимуляции
- 26** **К.Н. Алегин**  
Особенности интенсификации нефти на высокотемпературных скважинах

- 30** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ISoTA 2022 (часть 2)

- 30** Секция 4. Последние разработки в области оборудования, инструментов, жидкостей и материалов для проведения внутрискважинных работ

- 35** Секция 5. Электронные стендовые доклады IV – обмен знаниями

- 36** Секция 6. Безрайзерные внутрискважинные работы, а также работы на шельфовых и подводных скважинах

- 42** Секция 7. Герметичность скважин, ликвидация, повторное заканчивание и восстановительные работы

## ПРАКТИКА

- 50** У нас идет комплексное развитие по всему нефтесервисному рынку  
(Беседа с **О.В. Воином**, руководителем инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга»)

- 56** Скважинные условия настолько суровы, что не каждый подрядчик способен предложить нам адекватные сервисные услуги  
(Беседа с **Р.Ю. Дагужиевым**, техническим директором – главным инженером ООО «Южгазэнерджи»)

## НЕФТЕПРО-МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 62** Реагенты, применяемые в процессах повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи

- 62** Преобразование структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов в результате солянокислотной обработки

- 64** Исследование влияния кавернозности карбонатных пород на эффективность кислотного растворения

- 65** Усовершенствование составов на основе оксихлорида алюминия с целью расширения их диапазона использования в технологиях повышения нефтеотдачи пластов

**67** Кислотная нефтевытесняющая композиция на основе трехкомпонентной системы «глицерин – борная кислота – карбамид»

**68** Исследование солянокислотных составов для применения в карбонатных коллекторах

### ЛУЧШИЕ АВТОРЫ – 2022

**72** Наш авторский актив

### КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

**83** Семнадцатая межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»

**88** Новый член редакционного совета

## APPLIED SCIENCE

**10** Coiled Tubing Made It Possible To Put Our Bold Ideas Into Practice  
(Interview with **L.F. Davletshina**, Professor, Doctor of Technical Sciences, Leading Researcher Department of the National Center for Medical Research "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet" GUBKIN UNIVERSITY. National University of Oil and Gas)

## TECHNOLOGIES

**18** **Ernek Kaipov**  
High-Frequency Multi-Phase Surface Measurement to Optimize the Post-Stimulation Clean-Out with Coiled Tubing

**30** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 2)

**30** Session 4. Latest developments in equipment, tools, fluids, and materials for interventions

**35** Session 5. Knowledge sharing eposter IV

**36** Session 6. Offshore, subsea, and light well intervention solutions

**42** Session 7. Well integrity, abandonment, recompletions, and remediation solutions

## PRACTICE

**50** We are Developing Comprehensively Across the Whole Oil and Gas Market  
(Interview with **Oleg Voin**, Head of Research & Engineering Center, FracJet-Volga LLC)

**56** Downhole Conditions Are So Harsh That Not Every Contractor Is Able to Offer Us Adequate Services  
(Interview with **R.Yu. Daguzhiev**, Technical Director – Chief Engineer of Yuzhgazenergy LLC)

С Новым годом!

## 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

#### Пострелиз

23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» прошла 17-18 ноября 2022 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами мероприятия традиционно являлись российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Официальную поддержку конференции оказали Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство промышленности и торговли Российской Федерации.

**В качестве генерального спонсора мероприятия выступила Группа ФИД – ведущий производитель оборудования для нефтегазового сервиса в ЕАЭС.**

Спонсорскую поддержку также оказали компания «Шлюмберже» (официальный спонсор), ООО «Энгельсспецтрубмаш» (ООО «ЭСТМ») и ООО «Пакер Сервис» (спонсоры).

Партнером конференции стал Центр мирового уровня РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

В качестве генерального информационного партнера выступил научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», в качестве официального информационного партнера – научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность».

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ICoTA. Мероприятие каждый год собирает свою целевую аудиторию – представителей нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний. И нынешний год не стал исключением. Особенностью, надеемся, временной, стало то, что в процессе конференции не велся синхронный перевод, поскольку в программе не были представлены доклады на английском языке, а в зале не оказалось англоязычных слушателей.

Проблематика конференции неизменно фокусируется на таких темах, как:

- 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.).

В 23-й встрече приняли участие 102 делегата из разных регионов Российской Федерации, а также Республики Беларусь, поддержавшей формат международного мероприятия. Слушатели конференции представляли 50 структур, в т. ч. компании: Группа ФИД, «Газпромнефть – Технологические партнерства», «Газпромнефть НТЦ», «Газпромнефть-Заполярье», «Газпром-подземремонт Уренгой», «Пакер Сервис», «Татнефть», «Шлюмберже», «РН-ГРП», «РН-Самаранефтегаз», «ТаграС-РемСервис», «ФракДжет-Волга», «БВТ-Восток», «ВETERАН», «АльянсСервис», «НОВАТЭК», «ИНК-ТКРС», «Койл-Сервис», Weatherford, «Белоруснефть», «РусВеллГруп», «ГИС Нефтесервис», «Южэнерджи», СЗАО «ФИДМАШ», ESTM, SHINDA, «Химпром», «РосТЭКтехнологии», «Стар Тюбинг» и др.

Конференцию открыли председатель ICoTA-Россия, к. т. н. Константин Бурдин и председатель оргкомитета, директор ООО «Время колтюбинга» Иван Пирч. С приветственным словом выступили также руководитель дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство»

**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



Министерства энергетики Российской Федерации, заместитель руководителя ЦКТР ТЭК Павел Бровков, член Совета Группы ФИД Дмитрий Грибановский, директор по продажам ООО «ЭСТМ» Руслан Салдеев, директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» Алексей Байрамов, профессор, д. т. н., в. н. с. ОНЦМУ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» Люция Давлетшина, главный редактор научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» Галина Булыка.

**Программа 23-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» включала шесть секций, вместивших 31 доклад.**

Первую секцию открыло выступление заместителя руководителя Центра компетенций импортозамещения в ТЭК АНО «Агентство по технологическому развитию» Павла Сладкова, посвященное инструментам государственной поддержки обратного инжиниринга в нефтегазовом сервисе. Еще один официальный доклад, призванный способствовать интенсивному развитию отрасли в непростых

условиях, – «Опыт применения и результаты пилотирования модели открытых инноваций (Акселератор Industrix) для поиска, оценки и дальнейшего внедрения технологических решений стартапов» – озвучил Сулейман Ситдииков, руководитель направления Блока по развитию открытых инноваций и новых бизнесов в ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства».

**Главный фокус выступлений был традиционно направлен на прогрессивные технологии, представление которых прошло под эгидой инженерного сообщества ICoTA-Россия.** Портфель докладов конференции всецело соответствовал ее названию: колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы.

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» Сергей Симаков выступил со стратегическим докладом «Перспективы развития ГНКТ в ПАО «Газпром нефть». О перспективных технологиях колтюбинга для строительства и реконструкции высокотехнологичных скважин рассказал профессор кафедры бурения РГУ нефти

**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

и газа (НИУ) им. И.М. Губкина Михаил Гельфгат.

Технические решения по поддержанию работоспособности скважин со сложными геологическими условиями покурской свиты были предложены заместителем генерального директора по развитию службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис» Алексеем Байрамовым.

С докладом «Полнопроходное фрезерование с ГНКТ после МГРП» выступил Дмитрий Кошкин, региональный руководитель по реализации сервисных услуг с ГНКТ компании «Шлюмберже». Опыт применения колтюбинговых технологий для проведения ПГИ на горизонтальных скважинах с низким пластовым давлением поделился главный геолог ООО «ВETERАН» Константин Алегин.

Два выступления были посвящены колтюбинговому бурению – сложной, дорогостоящей, но многообещающей технологии. Доклад «Бурение на ГНКТ. Новые разработки ООО «ФракДжет-Волга» озвучил Олег Воин, руководитель инженерно-технического центра одноименной компании. О перспективных технологиях формирования и обслуживания боковых стволов скважин с использованием ГНКТ рассказал Сергей Атрушкевич, первый заместитель директора – главный конструктор СЗАО «Новинка» (Группа ФИД).

Значительная часть программы конференции была отдана докладам, посвященным технологиям ГРП. Руководитель по инженерной поддержке ГНКТ ООО «Газпромнефть-Заполярье» Анатолий Кичигин и главный геолог ООО «ВETERАН» Константин Алегин в совместном выступлении рассказали о технике проведения направленного кислотного ГРП на ГНКТ в условиях плотных карбонатных отложений и охарактеризовали первое успешное применение на ЗУ Оренбургского НКМ.

Активно обсуждалась трендовая тема рефраков. С докладом «Повышение эффективности повторных ГРП» выступил главный инженер предприятия по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис» ООО «ТаграС-РемСервис» Максим Фадеев. О технологических решениях для повторного ГРП в скважинах МГРП рассказал директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис» Камиль Каримов.

Доклад «Решение ГИС по оптимизации заканчивания ГС с цементируемыми

хвостовиками МГРП» озвучил главный инженер АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» Евгений Кузин. Инженер по реализации сервисных услуг ГРП компании «Шлюмберже» Ильяс Ислямов рассказал о проекте «АСТРУМ/Диджистим/экофрак». Еще один его доклад раскрыл секреты применения полиакриламидных жидкостей на месторождении им. А. Жагина.

Большие успехи в производстве ГРП демонстрируют белорусские специалисты, особый акцент делающие на использовании технологии Plug & Perf. Подробностям этих работ были посвящены два доклада участников конференции от РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Ведущий инженер отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса Владимир Марченко поделился опытом выполнения ГРП по технологии Plug & Perf в компании, а начальник отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса Андрей Кобец раскрыл опыт нормализации горизонтальных стволов скважин после проведения МГРП по технологии Plug & Perf.

Бесполимерную жидкость для ГРП на основе нового класса поверхностно-активных веществ охарактеризовал Андрей Филатов – инженер ОНЦМУ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Технология ультразвукового воздействия на призабойную зону пласта горизонтального участка ствола скважины в качестве щадящего и эффективного метода стимуляции пласта была представлена главным геологом ООО «ВETERАН» Константином Алегиным. О селективных обработках и работах по изоляции скважин без глушения рассказал менеджер по развитию бизнеса ООО «Симойл» Максим Князев.

Блок нефтепромысловой химии представили специалисты Центра мирового уровня РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Младший научный сотрудник Александр Стефанцев выступил с докладом «Разработка жидкости глушения и блокирующего состава для ведения работ в условиях АНПД». Инженер Сергей Пак рассказал об исследовании ингибирующей и эмульгирующей способности продуктов на основе сырья растительного происхождения для

**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

дальнейшего применения в буровых растворах. О разработке кислотного состава с добавлением комплексобразующего агента доложила инженер Александра Киселева.

**Основным докладом по тематике оборудования стал «Флот ГНКТ будущего уже сегодня»**, который озвучил главный конструктор Группы ФИД Сергей Сергиеня.

Большой интерес слушателей вызвало выступление начальника отдела маркетинга Группы ФИД Елены Грибановской «Нейросетевые модели – будущее самообучающихся и адаптивных систем управления нефтегазовым оборудованием», посвященное самым актуальным проблемам объективизации производственных процессов, в частности, минимизации влияния человеческого фактора.

С докладом «Вторая жизнь оборудования. За и против» выступил заместитель коммерческого директора Группы ФИД по послепродажному обслуживанию Юрий Белугин. Практические и организационные аспекты модернизации оборудования представил заместитель генерального директора по развитию бизнеса СЗАО «ФИДМАШ» Сергей Юренко.

Усовершенствованию производства основного инструмента колтюбинговых технологий – гибкой насосно-компрессорной трубы, организации производства ГНКТ в России, улучшению качества гибкой трубы и расширению ее ассортимента были посвящены доклады

известных производителей этого вида продукции. Владимир Руднев, генеральный директор ООО «СТАР ТЮБИНГ» – предприятия, недавно отпраздновавшего первый год деятельности, выступил с докладом «Производство гибких насосно-компрессорных труб в России». А доктор технических наук, генеральный директор ООО «ШИНДА ТЮБИНГ СОЛЮШНС» Павел Егоров представил данное предприятие как производителя уникальных ГНКТ и продуктов на их основе.

Инженер ОНЦМУ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» Александра Галкина озвучила доклад «Исследование процесса ингибирования кислотной коррозии стали гибких труб», в котором была дана сравнительная характеристика коррозионной устойчивости образцов ГНКТ от разных производителей.

В процессе мероприятия состоялось награждение лучших докладчиков конференции, вручение призов лауреатам номинации «Лучший технологический доклад», учрежденной генеральным спонсором конференции Группой ФИД, а также награждение лучших авторов журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» 2022 года.

Ждем вас на 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которую решено провести осенью 2023 года. ☺



*Подробный отчет о 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» и тезисы основных докладов будут опубликованы в № 83 научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».*

# Осуществить наши смелые идеи на практике позволил колтюбинг *Coiled Tubing Made It Possible To Put Our Bold Ideas Into Practice*



Рациональное освоение запасов  
жидких углеводородов планеты

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Л.Ф. Давлетшина, профессор, д. т. н., в. н. с. отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина.

Беседа состоялась в кулуарах 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

**«Время колтюбинга. Время ГРП»: Люция Фаритовна, Вы представляете Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Как он был образован? Какие цели перед собой ставит?**

**Люция Давлетшина:** Идея создания научных центров мирового уровня появилась в 2019 году, а в 2020 году Губкинский университет совместно с Казанским (Приволжским) федеральным университетом, Сколковским институтом науки и технологий, Уфимским государственным нефтяным техническим университетом создали консорциум под названием «Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Ядром этого научного центра является Казанский федеральный университет. Каждый участник консорциума разрабатывает свою проблематику. В нашем университете, в частности, под руководством Силина Михаила Александровича и Магадовой Любови Абдулаевны на нашей кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, занимаются разработкой прорывных технологий в области промышленной химии.



*Coiled Tubing Times journal is interviewing L.F. Davletshina, Professor, Doctor of Technical Sciences, Leading Researcher Department of the National Center for Medical Research "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet" GUBKIN UNIVERSITY. National University of Oil and Gas.*

*The conversation took place on the sidelines of the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical*

*Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.*

**Coiled Tubing Times: Lyutsia Faritovna, you represent the world-class Scientific Center "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet." How was it founded? What is its purpose?**

**Lucia Davletshina:** The idea of creating world-class research centers appeared in 2019, and in 2020 Gubkin University, together with Kazan (Volga Region) Federal University, Skolkovo Institute of Science and Technology, and Ufa State Oil Technical University, created a consortium called "World-Class Science Center" Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet". The core of this scientific center is Kazan Federal University. Each member of the consortium has his own topics. In our University, in particular, under the leadership of Mikhail Aleksandrovich Silin and Lyubov Abdulaevna Magadova, at our Department of Chemical Technology for the Oil and Gas Industry, they are developing breakthrough technologies in the field of field chemistry. It is clear that if our department had not gained authority in the scientific world by the time the consortium was formed, there would be no research base, and our achievements would not be known throughout Russia and neighboring countries, then we could not qualify for participation in the consortium. Each candidate for participation was considered

Понятно, что, если бы у нашей кафедры к моменту образования консорциума не был наработан авторитет в научном мире, не было исследовательской базы, а наши наработки не были известны во всей России и ближнем зарубежье, мы не могли бы претендовать на участие в консорциуме.

Каждый кандидат на участие рассматривался отдельно, проходил проверку на соответствие требованиям подобных научных центров с глобальными целями и задачами.

**ВК: Кто финансирует этот проект?**

**Л.Д.:** Государство. Оно инвестирует в развитие науки. Благодаря этому мы смогли приобрести оборудование высочайшего уровня. С 2020 года НЦМУ объединяет большую команду представителей научного сообщества. Уже получены значимые результаты, о которых много сообщали СМИ.

**ВК: Люция Фаритовна, в 2021 году Вы успешно защитили диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук на тему «Создание комплексного коллоидно-**

separately, tested for compliance with the requirements of similar research centers with global goals and objectives.

**СТТ: Who finances this project?**

**L.D.:** The state. It invests in the development of science. Thanks to this, we were able to acquire equipment of the highest level. Since 2020, NCMU has been uniting a large team of representatives of the scientific community. Significant results have already been obtained, which have been widely reported by the media.

**СТТ: Lyutsia Faritovna, in 2021 you successfully defended your thesis for the degree of Doctor of Technical Sciences on the topic “Creation of an integrated colloid-chemical approach to the development of compositions and technologies for acidizing wells using coiled tubing units”. In my opinion, your fundamental work is closer to the chemical sciences than to the technical ones, isn't it?**

**L.D.:** I became a doctor of technical sciences, and my work was carried out at the intersection of two specialties: colloid chemistry

**Если бы у нашей кафедры к моменту образования консорциума не был наработан авторитет в научном мире, не было исследовательской базы, а наши наработки не были известны во всей России и ближнем зарубежье, мы не могли бы претендовать на участие в консорциуме.**

**If our department had not gained authority in the scientific world by the time the consortium was formed, there would be no research base, and our achievements would not be known throughout Russia and neighboring countries, then we could not qualify for participation in the consortium.**

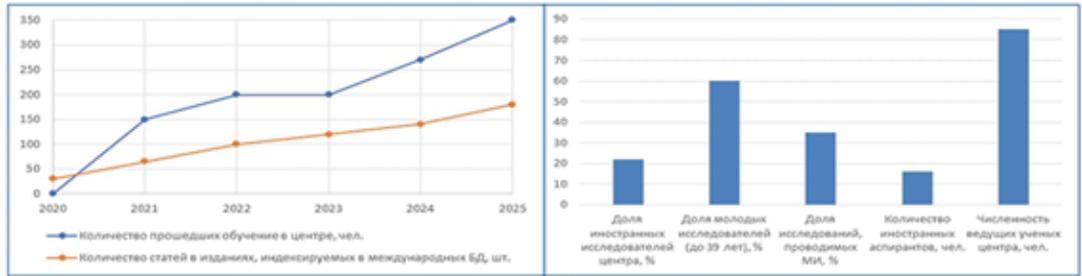
**НАУЧНЫЙ ЦЕНТР МИРОВОГО УРОВНЯ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»**



**Цель и задачи создания**

Основная цель - сохранение и удержание лидерства в НТР за счет осуществления прорывных исследований преимущественно фундаментального и поискового характера, направленных на решение задач, соответствующих мировому уровню актуальности и значимости.

**Ключевые показатели**



**Основные векторы научно-практической деятельности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина**

**Интенсификация добычи**  
Кислотные составы мирового уровня

- Составы, применяемые в качестве перфорационной среды
- Составы для направленных кислотных обработок
- Составы для кислотного гидравлического разрыва пласта
- Составы для очистки забоя скважины после бурения
- Составы для коллекторов смешанного типа
- Составы для карбонатных, терригенных и песчаных коллекторов
- Составы для коллекторов с различными пластовыми температурами
- Составы для коллекторов с различной проницаемостью

Опыт представлен в более чем 150 источниках и подкреплен более чем 20 патентами

**Повышение нефтегазоотдачи пластов**  
1й ПАВ для ASP-заводнения из РФ

**Гидравлический разрыв пласта**  
Уникальная для РФ технология ГРП с УГ

- Минимальные затраты на лабораторные исследования
- Использование стандартного промышленного оборудования

## КАФЕДРА ТЕХНОЛОГИИ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НОЦ «ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»



- Кафедра нефтехимического синтеза была создана в 1960 году. В 90-х годах была перепрофилирована на подготовку специалистов в области разработки реагентов для нефтегазодобычи



Научный руководитель  
НОЦ «ПХ»  
Силин М.А.



Директор  
НОЦ «ПХ»  
Магадова Л.А.



- В 2010 году при кафедре в соответствии с решением Ученого Совета создан научно-образовательный центр «Промысловая химия», оснащенный современным оборудованием



**химического подхода к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок». На мой взгляд, Ваша фундаментальная работа ближе к химическим наукам, чем к техническим, не так ли?**

**Л.Д.:** Я стала доктором технических наук, а моя работа выполнялась на стыке двух специальностей: коллоидная химия и разработка нефтяных и газовых месторождений. Это было связано прежде всего с тем, что технологии кислотных обработок скважин относятся к направлению разработки нефтяных и газовых месторождений, но сами кислотные составы, процессы, происходящие при их взаимодействии с пластовыми флюидами (нефтью, водой) и скелетом породы, на границах сред – это уже коллоидная химия.

**ВК:** Цитирую несколько строк из Вашей работы: «Сочетание возможностей, которые могут предоставить колтюбинговая установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит повысить эффективность технологий кислотных обработок». Нашей читательской аудитории по понятным причинам весьма интересна Ваша интерпретация использования колтюбинга.

**Л.Д.:** Снижение продуктивности скважин происходит не только за счет уменьшения нефтенасыщенности пластов, но и за счет кольматации (загрязнений) призабойной зоны скважины. В этих условиях одной из самых распространенных технологий на месторождениях наряду с гидравлическим разрывом пласта является кислотная обработка. Цель моей работы заключалась в изучении коллоидно-химических процессов и создании комплексного подхода к исследованиям для разработки и

**Моя работа выполнялась на стыке двух специальностей: коллоидная химия и разработка нефтяных и газовых месторождений.**

**My work was carried out at the intersection of two specialties: colloid chemistry and the development of oil and gas fields.**

and the development of oil and gas fields. This was primarily due to the fact that the technologies of acid treatment of wells are related to the development of oil and gas fields, but the acid compositions themselves, the processes occurring during their interaction with reservoir fluids (oil, water) and the rock skeleton, at the boundaries of the media. This is colloidal chemistry.

**CTT:** I'll quote a few lines from your work: "The combination of opportunities that a coiled tubing unit

**can provide and acid compositions proposed for specific reservoir conditions will increase the efficiency of acid treatment technologies." For obvious reasons, our readership is very interested in your interpretation of the use of coiled tubing.**

**L.D.:** Decrease in well productivity occurs not only due to a decrease in oil saturation of the reservoirs, but also due to clogging (contamination) of the bottomhole zone of the well. Under these conditions, one of the most common technologies in the fields, along with hydraulic fracturing, is acid treatment. The purpose of my work was to study colloid chemistry processes and create an integrated research approach to develop and adapt formulations and technologies for acid treatments using the capabilities of modern equipment. Multi-stage well treatment technologies were developed using a coiled tubing unit, providing for the removal of reaction products, which significantly increased the efficiency of acid treatment of wells, which were successfully implemented jointly with TagraS-RemService LLC by the AktyubinskRemService enterprise, managed by R.M. Akhmetshin.

адаптации составов и технологий для кислотных обработок с применением возможностей современного оборудования. Были разработаны многоэтапные технологии обработок скважин с использованием колтюбинговой установки, предусматривающие вынос продуктов реакции, что значительно повысило эффективность кислотных обработок скважин, которые были успешно реализованы совместно с ООО «ТаграС-РемСервис» предприятием «АктюбинскРемСервис», которым руководит Р.М. Ахметшин.

**ВК: Рубин Мударисович – активный автор и член редакционного совета нашего журнала. Как Вам пришла идея, которая легла в основу исследований?**

**Л.Д.:** Начиналось все с того, что к нам в лабораторию попали образцы загрязнений, которые были извлечены из нагнетательной скважины при промывке с помощью колтюбинга. Мы их изучили, разложили на составляющие и показали, что в ПЗП сосредоточен конгломерат загрязнений, состоящий из асфальтенов, смол, парафинов, оксидов железа, солей и частиц породы (песок, глина), для разрушения которого нужны инновационные кислотные составы и современное оборудование – колтюбинг. Мы предложили провести обработки тремя подходами: закачивали один состав, выдерживали, доставали. То же самое делали со вторым составом. Потом третий состав продавливали глубоко в пласт для того, чтобы уже прицельно его обработать. Нами были получены хорошие результаты по внедрению. Итогом нашей совместной работы стали две новые технологии кислотных обработок призабойной зоны как добывающих, так и нагнетательных скважин с использованием колтюбинговых установок. В итоге силами компании «АктюбинскРемСервис» было успешно обработано более 250 скважин. То есть мы охватили своими технологиями приблизительно один процент скважин на Ромашкинском месторождении. Разработанные нами технологии не дешевы, но заказчик пошел на эти траты, в результате были получены хорошие результаты.

**ВК: Получается, что уже на этапе апробации Ваша диссертация принесла коммерчески значимые результаты?**

**Л.Д.:** Да, это действительно так.

**ВК: Сложно было внедрять новую технологию?**

**Л.Д.:** Сложно. У нас родилась смелая идея,

**Были разработаны многоэтапные технологии обработок скважин с использованием колтюбинговой установки, предусматривающие вынос продуктов реакции, что значительно повысило эффективность кислотных обработок скважин.**

**Multi-stage well treatment technologies were developed using a coiled tubing unit, providing for the removal of reaction products, which significantly increased the efficiency of acid treatment of wells.**

**Итогом нашей совместной работы стали две новые технологии кислотных обработок призабойной зоны как добывающих, так и нагнетательных скважин с использованием колтюбинговых установок.**

**The result of our joint work was two new technologies for acidizing the bottomhole zone of both production and injection wells using coiled tubing units.**

**CTT: Rubin Mudarisovich is an active author and member of the editorial board of our journal. How did you come up with the idea that formed the basis of the research?**

**L.D.:** It all started with the fact that our laboratory received samples of contaminants that were removed from the injection well during washover with the help of coiled tubing. We studied them, decomposed them into components and showed that the formation pay zone contains a conglomerate of contaminants consisting of asphaltenes, resins, paraffins, iron oxides, salts and rock particles (sand, clay), for the destruction of which innovative acid compositions and modern equipment are needed - coiled tubing. We proposed to carry out the treatments in three approaches: they pumped one compound, kept it, and got it out. The same was done with the second composition. Then the third composition was pressed deep into the formation in order to process it precisely. We have received good implementation results. The

result of our joint work was two new technologies for acidizing the bottomhole zone of both production and injection wells using coiled tubing units. As a result, more than 250 wells were successfully processed by AktyubinskRemService. That is, we covered approximately one percent of the wells at the Ramashkinskoye field with our technologies. The technologies developed by us are not cheap, but the customer went for these expenses, as a result, good results were obtained.

**CTT: It turns out that already at the stage of approbation your thesis brought commercially significant results?**

**L.D.:** Yes, it is true.

**CTT: Was it difficult to introduce new technology?**

**L.D.:** Yes, it was. We had a bold idea, which was made possible by coiled tubing. And our laboratory base made it possible to study the processes, analyze and, as a result, explain where such a high effect came from. It turned out to be a kind of collaboration.

осуществить которую на практике позволил именно колтюбинг. А наша лабораторная база дала возможность изучить процессы, проанализировать и в результате объяснить, откуда взялся такой высокий эффект. Получилась своего рода коллаборация.

**ВК: Как Вы видите дальнейшее развитие колтюбинговых технологий в том сегменте, в котором лежат Ваши научные интересы?**

**Л.Д.:** Колтюбинг дает много возможностей для разработки таких сложных многоэтапных технологий. Жаль только, что пока нам не удастся тиражировать их, объяснить потенциальным заказчикам, что эффективность этих дорогостоящих технологий с лихвой оправдывает затраты, которые будут понесены. Сегодня большая часть действующих российских нефтяных месторождений находится на стадии истощения. В старом фонде скважин очень много осложнений, связанных с отложением асфальтенов, смол, парафинов, солей, с коррозией. И нужно беречь эксплуатационную колонну, а колтюбинг нам дает такую возможность. Он также незаменим в работах по затрубному пространству. Если бы мы смогли донести все эти нюансы до заказчиков, то, я уверена, это вызвало бы мощный виток в плане внедрения колтюбинговых технологий.

**ВК: Какие, по Вашему мнению, существуют эффективные методы воздействия на заказчика?**

**Л.Д.:** Например, ежегодная конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которую организует Ваш журнал. Если десять лет назад на ней свою продукцию представляли по большей части американцы, то сейчас появилось уже много российских производителей ГНКТ. Приятно, что мы идем в этом направлении. Тогда же в числе делегатов преобладали представители сервисных компаний, а в последние годы появляется все больше заказчиков. В этот раз «Газпром нефть» наглядно представила не только свои разработки, но и потребности. Происходит интенсивный обмен информацией о том, какие актуальные технологии есть на рынке. Конференции играют важнейшую роль, потому что достучаться до каждого заказчика, зайти в индивидуальном порядке к каждому руководителю и объяснить на понятном уровне суть той или иной технологии сложно. Хотя есть мировая практика рекламы, снимаются проморолики, но все равно живое общение на конференциях исключительно эффективно в плане донесения информации и обмена опытом.

**ВК: Российская нефтегазовая отрасль сегодня оказалась в непростой ситуации. Какие ответы можно противопоставить новым вызовам?**

**Л.Д.:** Мне кажется, что это наш шанс. Мы долго

**Колтюбинг дает много возможностей для разработки сложных многоэтапных технологий. Жаль только, что пока нам не удастся тиражировать их, объяснить потенциальным заказчикам, что эффективность этих дорогостоящих технологий с лихвой оправдывает затраты.**

**Coiled tubing provides many opportunities for developing complex multi-stage technologies. It's just a pity that so far we have not been able to replicate them, to explain to potential customers that the effectiveness of these expensive technologies more than justifies the costs.**

**CTT: How do you see the further development of coiled tubing technologies in the segment in which your scientific interests lie?**

**L.D.:** Coiled tubing provides many opportunities for developing such complex multi-stage technologies. It's just a pity that so far we have not been able to replicate them, to explain to potential customers that the effectiveness of these expensive technologies more than justifies the costs that will be incurred. Today, most of the existing Russian oil fields are at the stage of depletion. In the old well stock, there are a lot of complications associated with the deposition of asphaltenes, resins, paraffins, salts, and corrosion. And we need to protect the production string, and coiled tubing gives us such an opportunity. It is also indispensable in annulus work. If we were able to convey all these nuances to customers, then, I am sure, this would cause a powerful turn in terms of the introduction of coiled tubing technologies.

**CTT: What, in your opinion, are effective methods of influencing the customer?**

**L.D.:** For example, the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, which is organized by your journal. If ten years ago it was mainly Americans who presented their products, now there are already many Russian manufacturers of coiled tubing. It's nice that we are moving in this direction. At the same time, representatives of service companies prevailed among the delegates, and in recent years more and more customers have appeared. This time, Gazprom Neft clearly presented not only its developments, but also its needs. There is an intensive exchange of information about what relevant technologies are on the market. Conferences play an important role, because it is difficult to reach out to each customer, go to each manager individually and explain at an understandable level the essence of a particular technology. Although there is a worldwide practice of advertising, promo videos are being shot, but still, live communication at conferences is extremely effective in terms of conveying information and exchanging experience.

**CTT: The Russian oil and gas industry is in a difficult situation today. What responses can be countered to new challenges?**

**L.D.:** It seems to me that this is our chance. We have been hoping for a long time that someone will give us

надеялись, что нам кто-то что-то даст, а теперь оказались в ситуации, когда нам ничего не дают и все проблемы нужно решать самим. А мы быстро решаем, когда это срочно, когда горит – это особенность нашего характера. Я уверена, что мы можем совершить прорыв, потому что у нас большие наработки есть. И научная база большая, и металлургия своя.

**ВК: Главное, что природные запасы свои есть.**

**Л.Д.:** С запасами проще всего. По нефти мы седьмые в мире, а по газу-то мы первые! У нас имеются огромные запасы, а наши партнеры привыкли жить хорошо, поэтому, думаю, вопрос решится. Да, сегодняшняя ситуация действительно сложная, но, может быть, это возможность для нас, чтобы развиваться? Потому что мы думали: вот, продадим нефть и газ, и нам всё привезут, поскольку мы все на планете друг с другом мирно живем. А оказалось, что нет, что нужно рассчитывать на себя.

**ВК: Вы давно являетесь читателем журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». На страницах издания постоянно публикуются статьи за Вашим авторством. В этом году журнал отметил свое двадцатилетие. Чем полезен для Вашей деятельности наш журнал?**

**Л.Д.:** Я давно знакома и сотрудничаю с журналом «Время колтюбинга. Время ГРП». Когда я выступала с приветственным словом на открытии 23-й конференции, мне хотелось сказать: я выросла на этой конференции. На самом деле я выросла на страницах «Времени колтюбинга». Ностальжи... Сегодня я вспоминала, как впервые приехала на конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» много лет назад, очевидно, в 2008 году, потому что разрабатывать тематику колтюбинга мы начинали в 2007 году. Когда я закончила свой доклад, в зале стояла гробовая тишина, и я очень расстроилась, что мне не задали ни единого вопроса. Подумала, что результаты моих исследований не поняли или не приняли. Но в кофе-брейке ко мне и моим коллегам выстроилась очередь, и мы очень долго отвечали на вопросы. Я всё помню так подробно, потому что это было мое первое выступление по теме, связанной с колтюбингом. Это было мое боевое крещение на конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». И вот уже более десяти лет я участвую в этом мероприятии.

**ВК: И Ваши ученики тоже!**

**Л.Д.:** Очень приятно смотреть на наших студентов, которые выступают с трибуны конференции. Мы их готовим, настраиваем

**Конференции играют важнейшую роль, потому что достучаться до каждого заказчика, зайти в индивидуальном порядке к каждому руководителю и объяснить на понятном уровне суть той или иной технологии сложно.**

**Conferences play an important role, because it is difficult to reach out to each customer, go to each manager individually and explain at an understandable level the essence of a particular technology.**

**Сегодняшняя ситуация действительно сложная, но, может быть, это возможность для нас, чтобы развиваться?**

**Today's situation is really difficult, but maybe this is an opportunity for us to develop?**

something, and now we are in a situation where we are not given anything, and all problems must be solved by ourselves. And we quickly decide when it is urgent, when it burns - this is a feature of our character. I am sure that we can make a breakthrough, because we have a lot of groundwork. And the scientific base is large, and metallurgy has its own.

**CTT: The main thing is that there are natural reserves.**

**L.D.:** The easiest way is with reserves. We are the seventh in the world in terms of oil, but we are the first in terms of gas! We have huge reserves, and our partners are used to living well, so I think the issue will be resolved. Yes, today's situation is really difficult, but maybe this is an opportunity for us to develop? Because we thought: let's sell oil and gas, and everything will be brought

to us, since we all live peacefully with each other on the planet. But it turned out that no, that you need to rely on yourself.

**CTT: You have long been a reader of Coiled Tubing Times journal, articles for your authorship are constantly published on its pages. This year the journal celebrated its 20th anniversary. How useful is our journal for your work?**

**L.D.:** I have known and collaborated with the Coiled Tubing Times for a long time. When I gave a welcoming speech at the opening of the 23<sup>rd</sup> conference, I wanted to say: I grew up at this conference. In fact, I grew up on the pages of the Coiled Tubing Times. Nostalgia... Today I was remembering how I first came to the Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference many years ago, obviously, in 2008, because we started developing coiled tubing in 2007. When I finished my report, there was deathly silence in the hall, and I was very upset that I was not asked a single question. I thought that the results of my research were not understood or accepted. But during the coffee break, there was a queue for me and my colleagues, and we answered questions for a very long time. I remember everything in such detail because it

was my first speech on a topic related to coiled tubing. It was my baptism of fire at the Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. And now, for more than ten years I have been participating in this event.

**CTT: And your students too!**

**L.D.:** It is very pleasant to look at our students who speak from the

на конкретную аудиторию, потому что одно дело выступать на студенческой конференции и совсем другое – перед опытными специалистами. А по поводу учеников – у меня сейчас идет курс лекций по ремонту скважин, где большая часть материала посвящена колтюбингу. И ребята, которые занимаются на этом курсе, посетив конференцию, начинают смотреть на предмет совсем другими глазами: «Когда Вы нам рассказывали, мы смутно себе всё представляли, а тут всё стало понятно. И мы готовы и контрольные писать, и экзамен сдавать...».

**ВК: Наша конференция в два предшествовавших пандемийных года проходила в смешанном формате он- и офлайн. Ваша Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» также несколько лет подряд проходит онлайн. Какой из форматов, на Ваш взгляд, эффективнее?**

**Л. Д.:** Конечно, офлайн, ведь это живое общение. Но и в онлайн есть свои плюсы. У нас всегда сомнения – делать ли конференцию очно? Онлайн-формат мы выбираем, поскольку молодые ученые, например, из Новосибирска или Владивостока не всегда могут себе позволить очное участие. Наверное, эффективно было бы сочетать оба формата.

**ВК: Что бы Вам хотелось пожелать нашему журналу и конференции?**

**Л. Д.:** Дальнейшего движения вперед. Очень приятно, когда исполняется 20 лет журналу, который ты читаешь. Приезжаешь – и уже 23-я конференция! И понимаешь, что чуть ли не четверть века являешься частью процесса развития отечественного нефтегазового сервиса.

**ВК: Спасибо Вам за добрые слова.**

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

rostrum of the conference. We prepare them, adjust them to a specific audience, because it is one thing to speak at a student conference and quite another to speak to experienced specialists. As for the students, I'm currently having a course of lectures on well workover, where most of the material is devoted to coiled tubing. And the guys who study this course, having attended the conference, begin to look at the subject with completely different eyes: "When you told us, we vaguely imagined everything, but then everything became clear. And we are ready to write tests and pass the exam ...".

**CTI: In the two previous pandemic years our conference was held in a mixed format. Your All-Russian Scientific and Practical Conference "Petroleum Chemistry" has also been held online for several years in a row. Which format do you think is more effective?**

**L.D.:** Of course, offline, because this is live communication. But online format also has its advantages. We always have doubts – whether to do the conference in person? We choose the online format, because young scientists, for example, from Novosibirsk or Vladivostok, cannot always afford full-time participation. Probably, it would be effective to combine both formats.

**CTI: What would you like to wish to our journal and conference?**

**L.D.:** Further movement forward. It is very nice when the journal you read turns 20 years old. You come – and already the 23<sup>rd</sup> conference! And you understand that for almost a quarter of a century you have been part of the process of developing the domestic oilfield service.

**CTI: Thank you for your kind words.**

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



*На снимке: Л.Ф. Давлетишиной вручается специальный приз «За лучший технологический доклад», учрежденный генеральным спонсором 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Группой ФИД*



**УСТАНОВКИ  
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
АЗОТНЫЕ  
КРИОГЕННЫЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



автоматизированное  
управление



комплексные  
решения



подтвержденное  
качество

# Применение высокочастотных измерений на поверхности для оптимизации процесса очистки ствола скважины после стимуляции

## High-Frequency Multi-Phase Surface Measurement To Optimize the Post-Stimulation Clean-Out with Coiled Tubing

Ермек КАИПОВ, главный инженер по разработке месторождений, «Шлюмберге»

Ermek KAIPOV, Chief Field Development Engineer, Schlumberger

В одноименном докладе, с которым автор выступил на 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», были изложены особенности работ по освоению скважин после МГРП, в частности, оптимизации процесса очистки скважины с целью сохранения трещины ГРП. Бесконтрольная очистка ствола скважины может быть неполной. Оставшийся в хвостовике проппант создаст дополнительное сопротивление во время добычи. Вторая проблема – образование без проппанта зоны, которая будет смыкаться во время эксплуатации, вследствие чего будет теряться связь трещин ГРП со скважиной и в дальнейшем потребуются рефрак.

Во время работы с ГНКТ скорость закачки известна. Для измерения скорости возврата жидкости в многофазном потоке на выходе был установлен многофазный расходомер Vx. Идея: провести высокочастотные измерения, а потом, зная скорость закачки жидкости и скорость ее возврата, а также концентрацию проппанта, рассчитать балансый дебит – расход, который позволит понять, депрессия или репрессия создалась на забое с учетом изменения объема за счет движения ГНКТ, и осуществить количественный контроль над состоянием депрессии для предотвращения выноса проппанта.

Оператор ГНКТ может отслеживать все важнейшие данные многофазного расходомера Vx: вынос проппанта, скорость возврата жидкости, чистый возврат, скорость закачки в скважину. Применение высокочастотных данных во время очистки ствола скважины не только дает возможность сохранить трещину ГРП, но и позволяет провести расчет распределения проппанта в трещинах, что поможет рассчитать продуктивность скважины.

Ермек Каипов любезно предоставил данную презентацию для публикации в нашем журнале.



In the report of the same name, which the author made at the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing, Well Intervention Conference, the features of well development work after multi-stage hydraulic fracturing were outlined, in particular, optimization of the well cleaning process in order to preserve the hydraulic fracture. Uncontrolled wellbore cleaning may not be complete. The proppant remaining in the liner will create additional drag during production. The second

problem is the formation of a zone without proppant, which will close during operation, as a result of which the connection of hydraulic fractures with the well will be lost, and refraction will be required in the future.

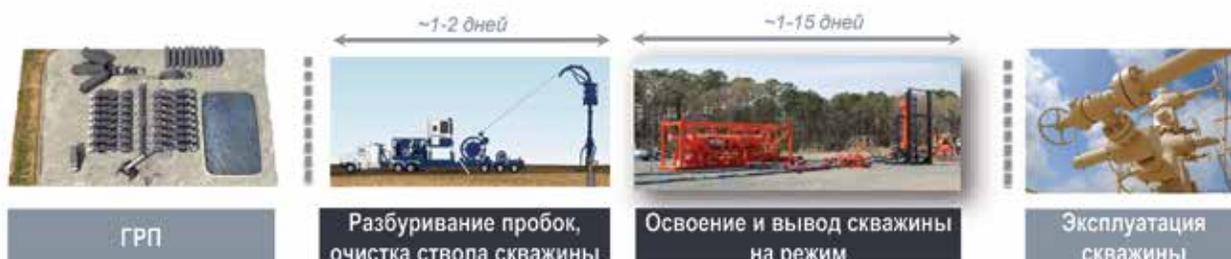
During coiled tubing operation, the injection rate is known. To measure the rate of liquid return in the multiphase flow, a Vx multiphase flowmeter was installed at the outlet. The idea is to carry out high-frequency measurements, and then, knowing the rate of fluid injection and the rate of its return, as well as the proppant concentration, calculate the balance debit – the flow rate, which will make it possible to understand whether drawdown or repression was created at the bottom, taking into account the volume change due to the movement of coiled tubing, and carry out quantitative control over the state of the underbalance to prevent proppant recovery.

The CT operator can monitor all the critical Vx multiphase meter data: proppant flow, fluid return rate, net return, injection rate into the well. The use of high-frequency data during wellbore cleaning not only makes it possible to preserve the hydraulic fracture, but also allows the calculation of the proppant distribution in the fractures, which will help to calculate the productivity of the well.

Ermek Kaipov kindly provided this presentation for publication in our journal.

## Особенности работ по освоению скважин после МГРП

Задача	Очистка ствола скважины от пропанта и Освоение скважины в безопасной манере
Большие объемы закачки	Требования к эффективному управлению жидкостями
Повышенный вынос твердой фазы во время добычи	Требования к оборудованию по контролю пескопроявлений
Количество добытого пропанта во время освоения	Требования к системе измерения
Состояние трещины ГРП после освоения	Количественное определение распределения пропанта

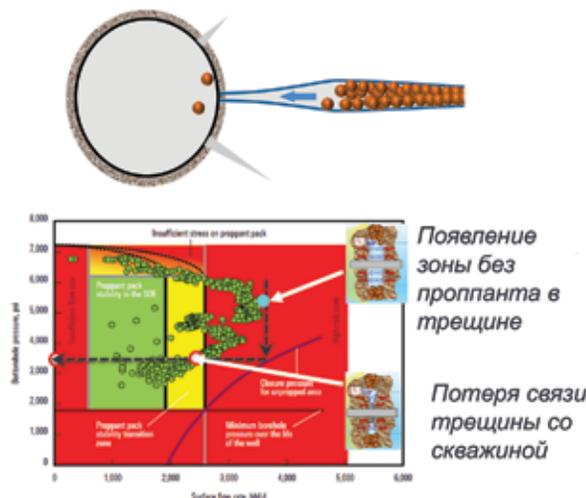


Schlumberger

1

## Оптимизация процесса очистки скважины для сохранения трещины ГРП

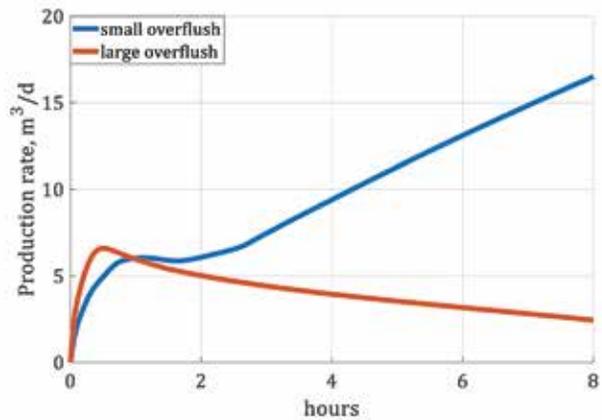
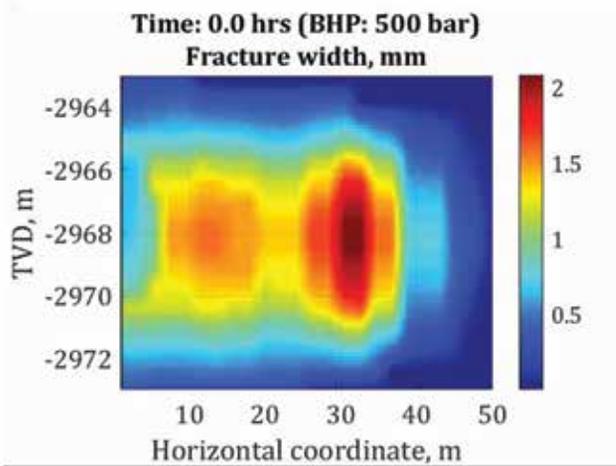
- **Постановка проблемы** – неконтролируемая очистка ствола скважин
  - Неполная очистка ствола от пропанта
    - Создает дополнительное сопротивление во время добычи
  - Образование депрорированной зоны
    - Во время эксплуатации, депрорированная зона смыкается и теряется связь трещины ГРП со скважиной



Schlumberger

2

### Оптимизация процесса очистки скважины для сохранения трещины ГРП



Schlumberger

3

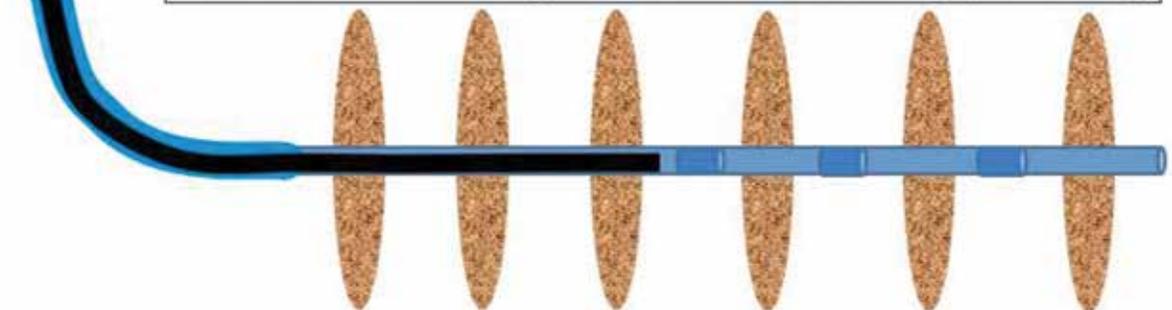
### Оптимизация процесса очистки скважины для сохранения трещины ГРП

Скорость закачки жидкости



Скорость возврата жидкости  
Концентрация пропанта

$$BalanceRate = CTPumpRate - ReturnRate + CT\_Speed \times \pi R_{CT}^2$$



4

## Мониторинг и контроль: Многофазные расходомеры серии Vx

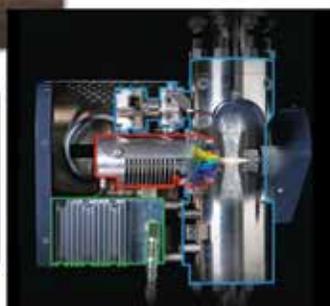


### Проводимые измерения

- Давление и фазовые расходы : Определение нагрузки на трещину ГРП
- Скорость выноса проппанта: Определение качества призабойной зоны трещины ГРП
- Режим реального времени: Оптимизация и контроль процесса

Использование высокочастотного мониторинга особенно важно при разбурировании пробок и очистке ствола скважины с использованием НКТ и ГНКТ

- 60-80% выноса проппанта приходится на эти операции
- Длительность пачки может быть <1 min



### Спецификации

- Разделения фаз не требуется
- Все измерения в одной точке
- Одновременное использование трех компонентов:
  - Труба Вентури: измерение массовой скорости потока
  - Радиоактивный датчик: определение фазового состава
  - Встроенный компьютер: пересчет расходов на стандартные условия

**Schlumberger**

5

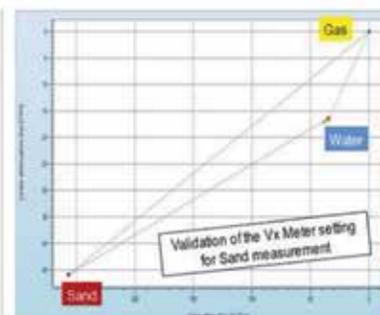
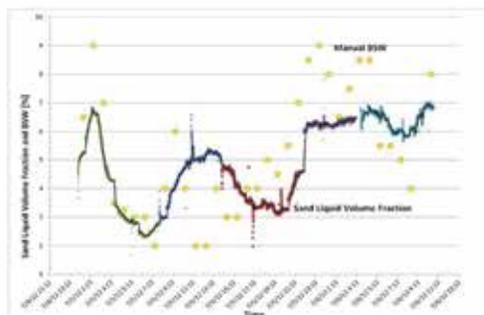
## Измерение проппанта с помощью многофазного расходомера Vx (SPE 172 096)

### Многоспектральные гамма измерения

- Высокочастотные измерения содержания проппанта и дебитов флюида во время очистки
- Точность - 2%

### Высоко-частотные измерения

- Дебит жидкости, газа и проппанта



**Schlumberger**

6

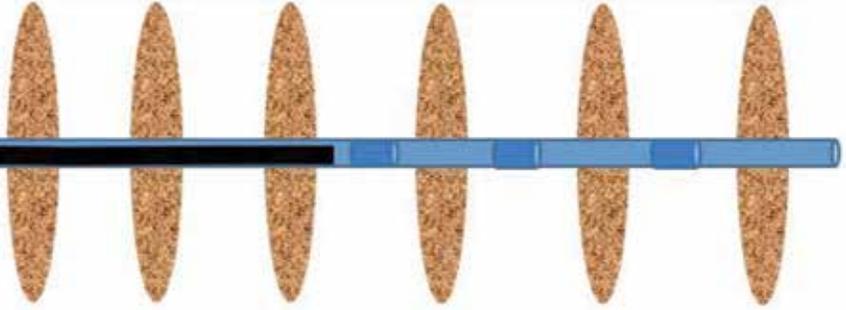
## Вынос пропанта при разбурировании пробок ГРП и промывке

Скорость закачки жидкости



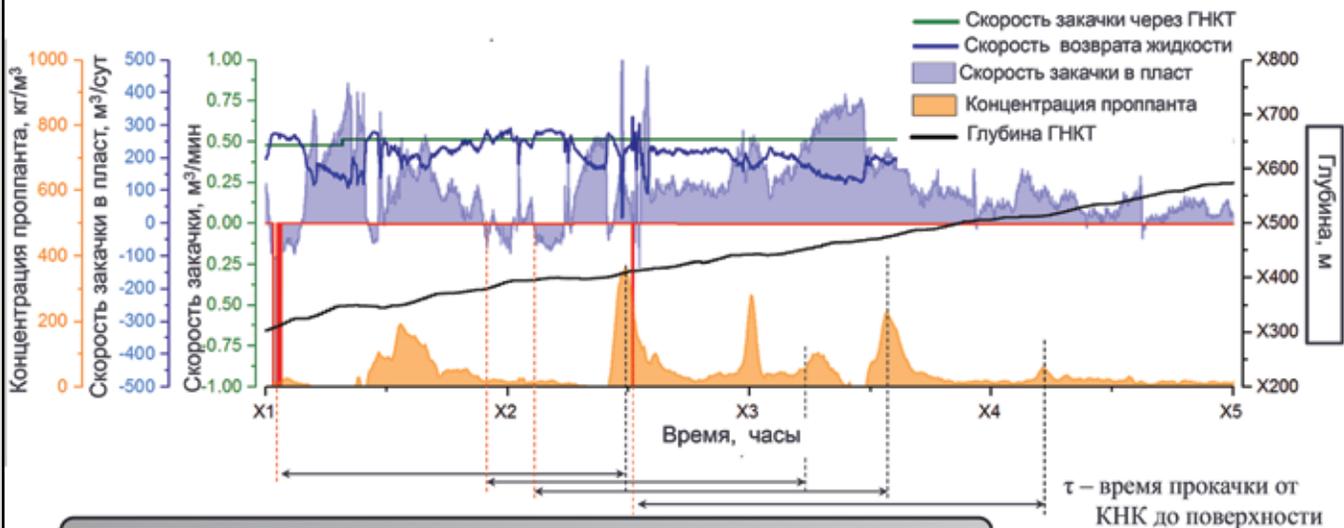
Скорость возврата жидкости  
Концентрация пропанта

$$BalanceRate = CTPumpRate - ReturnRate + CT\_Speed \times \pi R_{CT}^2$$



7

## Вынос пропанта при разбурировании пробок ГРП и промывке



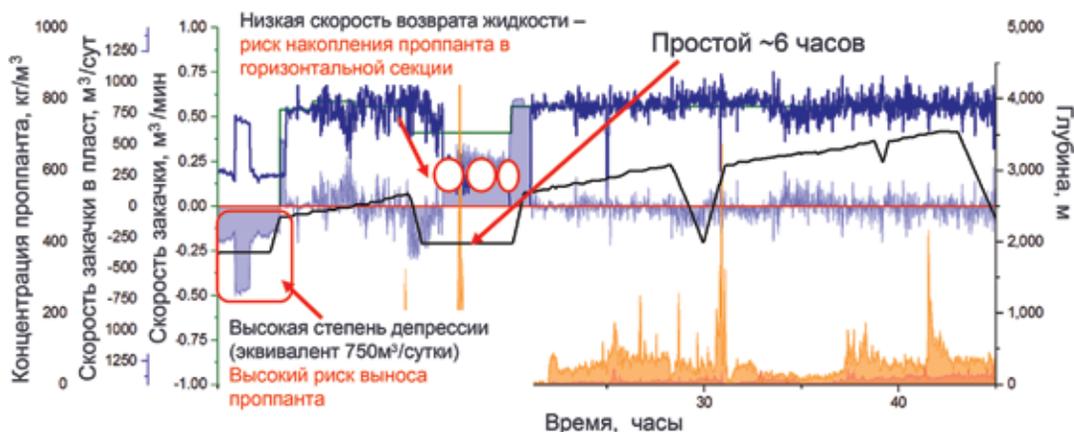
Значительный объем вымытого пропанта при разбурировании пробок ГРП и промывке объясняется выносом пропанта из трещин ГРП из-за недостаточного контроля за уровнем депрессии

Schlumberger

8

## Уменьшение времени простоя и риска прихвата ГНКТ

- Скорость закачки через ГНКТ
- Скорость возврата жидкости
- Скорость закачки
- Концентрация проппанта
- Глубина ГНКТ
- Скорость возврата жидкости: измеряется мультифазным измерителем Vx
  - Определяет эффективность транспорта проппанта
- Скорость закачки в пласт
  - Определяет риск выноса проппанта из трещин ГРП



10

Schlumberger

9

## Интеграция ГНКТ и Vx

- Контроль и мониторинг работы во время освоения и очистки ствола скважины с высоко-частотными измерениями Vx
  - Контроль в режиме реального времени над скоростью возврата жидкости
  - Повышение эффективности промывки, уменьшение времени простоя
  - Мониторинг твердой фазы
  - Количественный контроль над состоянием депрессии/репрессии для предотвращения выноса проппанта



10

## Применение высоко-частотных данных во время очистки

### Оптимизация ввода в эксплуатацию после ГРП

Управление забойным давлением при разбурировании пробок и запуске скважин

Оценка выноса песка для планирования мех. добычи и наземных объектов

### Оптимизация дизайна трещин ГРП

Снижение выноса песка и сохранение продуктивности

Повышение долговременной продуктивности

### Улучшенная интерпретация начальной добычи

Оценка продуктивности и др. параметров трещин после выноса песка для моделирования месторождения

Влияние резких изменений давления на продуктивность скважин с МГРП



Schlumberger

11

## «Время колтюбинга. Время ГРП» – научно-практический журнал о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе

По версии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейшего в России профессионального форума для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования. Программа технических секций конференции традиционно фокусируется на самых передовых технологиях.

Интернет-портал [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» распространяется по подписке, путем адресной рассылки, на тематически родственных международных конференциях и выставках в России, Европе, Азии и Америке.



## 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.



# ОСОБЕННОСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТИ НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИНАХ

К.Н. АЛЕГИН, главный геолог, ООО «ВETERАН»

В настоящее время сомневаться в техническом прогрессе геологоразведки не приходится, так как в этом секторе достаточно как экономического, так и интеллектуального потенциала для открытия новых перспективных нефтегазовых запасов на территории Российской Федерации. Зачастую открытые новые нефтегазовые залежи имеют глубокое залегание продуктивных пластов с большими температурами и пластовым давлением. Повышенная пластовая температура (более 65 °С) влияет на снижение глубины обработки пласта кислотными составами за счет преждевременной нейтрализации КС в призабойной зоне, а также на скорость коррозии металла оборудования, используемого для выполнения закачки КС в пласт. По своим физико-химическим свойствам нефть, добываемая с больших глубин залегания продуктивного пласта, содержит большое количество смол и асфальтенов, которые при взаимодействии из-за своей несовместимости со стандартным КС склонны к осмолению в условиях высоких температур, могут образовывать стойкие нефтекислотные эмульсии, что приводит к образованию и выпадению тяжелых, плохо растворимых осадков в процессе выполнения работ по кислотной обработке пласта.

Мировой опыт кислотных обработок скважин с высокой пластовой температурой продуктивных коллекторов показывает, что для получения большей эффективности от СКО необходимо применение кислотных составов замедленного действия и использование потокоотклоняющих технологий. Применение стандартного кислотного состава на этих скважинах не приносит положительного эффекта, а напротив, влечет за собой осложнения в виде разрушения цементного камня за эксплуатационной колонной, создания стойкой нефтекислотной эмульсии и выпадения тяжелых отложений, осложняющих процесс освоения скважины для отбора продуктов реакции, что в дальнейшем приводит к кольматации призабойной зоны скважин (ПЗП) и снижению продуктивности.

На рынке нефтесервисных услуг очень мало кислотных составов, отвечающих необходимым требованиям (замедленная реакция, потокоотклоняющие свойства) для закачки их в высокотемпературные продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи. Большинство имеющихся составов – иностранного производства. Они или недоступны к применению из-за введенных ограничений, или

являются дорогостоящими, что делает их менее привлекательными.

В процессе эксплуатации скважины по различным причинам происходит ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП, что обуславливает основную задачу нефтедобычи – поддержание призабойной зоны пласта (ПЗП) в состоянии, позволяющем максимально полно использовать потенциальные возможности пласта. Характеристики ПЗП имеют значительное количественное и качественное влияние на процесс притока нефти к забоям добывающих скважин. Восстановление коллекторских свойств продуктивного пласта является актуальной проблемой в нефтедобыче, большое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, которые позволяют восстановить, а зачастую и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин.

Основным способом воздействия на пласты с целью повышения продуктивности скважин карбонатных коллекторов являются солянокислотные обработки.

Для проведения солянокислотной обработки на скважинах с трещиноватыми, трещинно-поровыми коллекторами с целью равномерного воздействия на матрицу породы рекомендуется применение отклоняющих составов. В качестве отклоняющих составов широко используются растворы полимеров (полиакриламид, полиакрилонитрил, крахмал, ксантан и т. д.), вязкие растворы ПАВ, эмульсии обратного типа. Наиболее безопасными (для продуктивных коллекторов) и эффективными отклонителями являются бесполимерные вязкие жидкости с углеводородной фазой, т. е. обратные эмульсии. Обратный тип эмульсий обеспечивает широкие функциональные возможности по реологическим характеристикам получаемых эмульсий. Для исключения рисков, связанных со снижением продуктивности добывающей скважины после проведенной СКО, рекомендуется применение в технологии закачки КС обратных кислотных эмульсий.

Кислотный состав КАЭ представляет собой кислотно-ароматическую эмульсию (КАЭ), являющуюся смесью соляной (плавиковой) кислоты с реагентами (эмульгатор, ингибитор коррозии, стабилизатор железа, загущающий компонент). Данный состав предназначен для направленной глубокой обработки пласта высокотемпературных скважин путем

отключения последующих порций кислотного состава в менее проницаемые участки. Состав содержит высокотемпературные ингибиторы коррозии, стабилизатор железа, а также загущающий комплекс ПАВ, придающий системе высокую вязкость и хорошую стабильность даже при высоких температурах. Динамическая вязкость КАЭ может регулироваться в диапазоне 100–1000 сПз и выше, вплоть до малотекучего состояния. Входящий в состав эмульгатора углеводородный растворитель обеспечивает мощное действие на пласт, полную совместимость кислоты с нефтями даже в условиях высоких температур, что является недостижимой задачей для обычных составов, поскольку последние не могут предотвратить сильное осмоляющее действие соляной кислоты на нефти при высоких температурах. Данный состав не является уникальным в плане производства и при необходимости его можно приготовить силами любых сервисных компаний. КАЭ разрушается при воздействии кислоты с породой и притоком нефти.



**Рисунок 1 – Внешний вид КАЭ**

КАЭ, кроме основных требований, предъявляемых к КС для высокотемпературных коллекторов, замедленной реакции КС с породой и потокоотклоняющих свойств, имеет ряд преимуществ:

- высокую технологичность процесса приготовления;
- отличные отклоняющие свойства;
- бесполимерную основу, не кольматирует пласт;
- полную совместимость с пластовыми флюидами и соляной кислотой;
- регулируемую вязкость в широком диапазоне;
- способность набирать вязкость при смешивании с пластовой водой;
- разжижение при смешивании с нефтью, что сильно снижает блокировку нефтеносных участков пласта;
- блокирование водоносных участков пролонгированное, сохраняющееся еще около двух месяцев после закачки, что снижает обводненность добываемой продукции;
- всесезонность закачки.

### Тестирование КАЭ на стабильность

Для того чтобы более полно приблизить условие тестирования КАЭ на стабильность

при нагревании 95 °С в течение 30 минут к промышленным условиям (в скважине), сверху к КАЭ осторожно наливают воду (водопроводную) в равном с КАЭ количестве (50 мл), тем самым проводится изоляция КАЭ от окисления, после чего данная бинарная система ставится в баню. Результат тестирования КАЭ на стабильность в условиях отсутствия кислорода воздуха представлен на рис. 2.



**Рисунок 2 – Вид баночек после тестирования КАЭ на стабильность в течение 30 минут при температуре 95 °С с добавлением сверху воды**

Примечание к рис. 2: КАЭ при нагревании практически не темнеет ввиду окисления воздухом, пузыри в слое КАЭ не образуются.

### Тестирование на распад КАЭ

Для разделения КАЭ на фазы предлагается проводить дополнительный тест на развал КАЭ



**Рисунок 3 – Вид разделенной КАЭ после тестирования на ее распад при добавлении карбоната кальция в течение 30 минут при температуре 95 °С**

при действии на нее карбонатной породы. Для этого к КАЭ, нагретой до 95 °С в течение 30 минут, постепенно при перемешивании стеклянной палочкой добавляют расчетное количество карбоната кальция. При этой температуре происходит полное срабатывание соляной кислоты и разделение КАЭ на водную и органическую части. Результат тестирования представлен на рис. 3

Примечание к рис. 3: КАЭ при

нагревании с карбонатом кальция дает бурную реакцию, приводящую к полному распаду КАЭ на органическую и водную части, исходной эмульсии или иной не остается.

### Тестирование на скорость распространения коррозии

Подготовка к тесту:

1. Приготовили образцы трубы НКТ согласно стандарту ОАО «Роснефть».
2. Приготовили раствор кислотной композиции на 2000 ppm.
3. Поместили пластину в раствор КАЭ 10% 2000 ppm на 12 часов при температуре 93 °С.

Вес пластинки, гр		Потеря, гр
ДО	ПОСЛЕ	
44,7841	44,7301	0,0540

Для определения скорости распространения коррозии находим общую площадь образца. Она равна 31,0974 см<sup>2</sup>.

Скорость коррозии = Потеря веса:общая площадь.

В норме – не больше 0,009765 г/см<sup>2</sup> при температуре забоя ниже 93 °С.

Данное тестирование подтверждает, что при использовании КАЭ скорость коррозии металла более чем в 3 раза ниже, чем при стандартном КС.

### Тестирование на растворение образца мрамора в кислотных составах КАЭ-10% и HCl-10%

Подготовка и проведение теста: подготовили КАЭ-10% и HCl-10%. Образец мрамора, предварительно вымытый дистиллированной

водой и высушенный в течение 30 минут в сушильном шкафу при  $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$  в количестве двух штук, измерили, взвесили и поместили в исследуемые растворы при  $t = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Время нахождения образцов в кислотных составах равнялось пяти минутам. После этого кубики мрамора доставались, промывались 0,5 Н раствором щелочи и дистиллированной водой, высушивались в сушильном шкафу при  $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ , охлаждались в эксикаторе 20 минут и взвешивались. Скорость растворения мрамора в КАЭ-10% составила 0,0034 г/см<sup>2</sup>-мин, в HCl-10% составила 0,0994 г/см<sup>2</sup>-мин. На основании проведенного исследования мы видим, что скорость растворения мрамора в составе КАЭ-10% почти в 30 раз меньше, чем в HCl-10%.

На основе проведенных многочисленных лабораторных испытаний, тестов, а также проведенных работ можно сделать вывод, что технологии по интенсификации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов с применением обратных эмульсий, в том числе КАЭ, помогут обеспечить эффективную разработку трудноизвлекаемых, в том числе остаточных, запасов нефти и будут являться перспективными направлениями в нефтедобыче. ☺

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Последние новости геологоразведки. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/>
2. Вахрушев С.А. Совершенствование комбинированных технологий нефтеизвлечения кислотным воздействием в высокотемпературных трещинно-поровых коллекторах: Дис., 2017.
3. Справка о проведении испытаний КАЭ. – ООО «НПЦ «ИНТЕХПРОМСЕРВИС», 2020.
4. Заключение по ЛИ согласно стандартам НК «РОСНЕФТЬ» по проведению кислотных обработок.
5. Технологический регламент проведения работ по обработке призабойных зон нефтяных скважин кислотно-ароматической эмульсией (КАЭ). – ООО «ВЕТЕРАН», 2020.



На снимке: К.Н. Алегину вручается специальный приз «За лучший технологический доклад», учрежденный генеральным спонсором 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Группой ФИД

С Новым годом!  
Happy New Year!



**Coiled tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТУБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *Limes*

# Тезисы Конференции по КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2022 (часть 2) SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 2)

*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 4. ПОСЛЕДНИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, ИНСТРУМЕНТОВ, ЖИДКОСТЕЙ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ**

**Преждевременный отказ ГНКТ – влияние  
давления и нагрузки**

**Хорхе Мартин БУНГЕ, Мариано КОЛОСКИ,  
Себастьян КРАВЕРО, Мартин ВАЛЬДЕС,  
Брюс РАЙХЕРТ, Кармен ГРИМАЛЬДО, Tenaris**

В последние четыре года появился новый механизм отказа гибких насосно-компрессорных труб. Отказы происходят в ГНКТ, используемых для фрезерования пробок ГРП в горизонтальных скважинах с большим отклонением забоя от вертикали. Несмотря на то что за последние несколько лет были приложены значительные усилия для понимания характера этих отказов, механизм, который приводит к ним, все еще недостаточно хорошо изучен. В отрасли обсуждались различные гипотезы, в том числе и такие, как влияние инструментов для работы в скважинах с большим углом отхода от вертикали на усталостные характеристики ГНКТ в результате низкоциклических нагрузок. Целью настоящей научной работы является дальнейшее исследование возможных причин отказов с особым упором на анализ влияния циркуляционного давления и нагрузок на механические свойства ГНКТ, что в конечном итоге может приводить к

## **Session 4. LATEST DEVELOPMENTS IN EQUIPMENT, TOOLS, FLUIDS, AND MATERIALS FOR INTERVENTIONS**

**Coiled Tubing Premature Failure –  
The Effects of Pressure and Strain**

**Jorge Martin BUNGE, Mariano  
COLOSCHI, Sebastian CRAVERO, Martin  
VALDEZ, Bruce REICHERT, Carmen  
GRIMALDO, Tenaris**

A new type of coiled tubing (CT) failure mechanism has appeared in the past four years. The failures occur in CT strings used for frac plug milling in extended reach horizontal wells. Although significant effort has been put into understanding these failures in the past several years, the mechanism that leads to them is still not well understood. Different hypotheses have been discussed among the industry, like the impact the use of extended reach tools (ERT) have on the low cycle fatigue performance of the CT. The objective of this paper is to further investigate possible causes for these failures focusing on the analysis of the effects of circulating pressure and strain

преждевременному повреждению колонны.

### **Испытания закаленных высокопрочных ГНКТ с использованием ингибиторов коррозии**

**Кевин Дж. ЭЛЛИОТТ, National Oilwell Varco; Крис РЕНТАС, Джейми ФЕНВИК, Джейсон ХЕЙВОРТ, Essential Energy Services Ltd; Джон Д. ОЛБО, Уильям Кольт ЭБЛЗ, National Oilwell Varco; Войтас ТАЙЛЕР, Стэнг БЕН, Essential Energy Services Ltd.**

Высокопрочные закаленные ГНКТ были разработаны и выпущены на рынок еще в 1990-х годах, однако в последние годы они стали широко распространенным, если не основным типом гибких труб, используемых на многих рынках. Существуют программы испытаний на совместимость с кислой средой с использованием ингибиторов коррозии для обычных ГНКТ с аналогичным уровнем прочности; результаты таких испытаний служили в качестве обоснования для применения высокопрочных закаленных труб с существующим колтюбинговым оборудованием для проведения операций в кислой среде.

При производстве высокопрочных ГНКТ труба подвергается окончательной термообработке, что дает более однородную микроструктуру, чем у обычной ГНКТ. Эксплуатационные характеристики труб с более однородной структурой показали, что закаленные ГНКТ демонстрируют более хорошие результаты в условиях кислой среды. Далее в работе исследуется проводимый объем работ в соответствии с принятыми инструкциями по эксплуатации и испытаниями работы ГНКТ в условиях высокосернистого газа.

Была разработана программа испытаний для 140-грейдной закаленной трубы с целью изучения возможности ее эксплуатации в кислой среде с использованием системы ингибирования коррозии. В работе описывается процесс подготовки программы испытаний и ее результаты. В заключительной части работы приводится история эксплуатации высокопрочных закаленных ГНКТ в Западной Канаде.

### **Новый алгоритм балансировки крутящего момента позволяет улучшить тяговое усилие и скорость электромеханического трактора, спускаемого на кабеле**

**Фрэнсис Майкл ХИНИ, Мэтью Л. ЛИ, Судхир ГУПТА, Halliburton**

Электромеханический трактор на электрическом кабеле был впервые представлен в 2019 году (Lee et al. 2019) и за прошедшее время выполнил более 120 операций. В работе указывается, что одной из уникальных технологических характеристик трактора была высокая скорость проходки, что позволяло повысить эффективность проведения внутрискважинных работ. Трактор выполнил несколько операций со средней скоростью свыше 100 футов в минуту и одну операцию со скоростью 115 футов в минуту в боковом стволе протяженностью 2900 футов. Дополнительной характеристикой системы была возможность регистрации телеметрии и данных с датчиков на поверхности, что оказалось бесценным при

on the mechanical properties of the CT that could eventually contribute to a premature failure.

### **Inhibition Testing with High Strength Quench and Tempered Coiled Tubing**

**Kevin J ELLIOTT, National Oilwell Varco; Chris RENTAS, Jamie FENWICK, Jason HAYWORTH, Essential Energy Services Ltd.; John D ALBAUGH, William Colt ABLES, National Oilwell Varco; Woitas TYLER, Stang BEN, Essential Energy Services Ltd.**

High strength quenched and tempered coiled tubing (CT) has been developed and commercialized as far back as the 1990s, however in recent years it has grown to be a substantial, if not the main, type of CT in many markets. Testing programs for sour environment compatibility using inhibition exist for similar strength levels of conventionally produced coiled tubing and has been used as justification for utilization of Q&T coiled tubing with existing CT equipment and operations in sour environments.

Quenched and tempered coiled tubing is given final heat treatments which yield a more homogeneous microstructure than conventional products. The field performance of this homogenized product has generally shown that the quenched and tempered tubing performs better in sour environments. This paper then explores the existing body of work with respect to accepted operational guidelines and sour gas testing of coiled tubing.

A test program for 140-grade quenched and tempered coiled tubing was developed to explore sour compatibility using an inhibition system. The development and test results of the testing program are described in this paper. The paper concludes with field history of high strength quenched and tempered coiled tubing in Western Canada operations.

### **New Torque Balancing Algorithm Improves Pulling Force and Speed With Wireline Electro-Mechanical Tractor**

**Francis Michael HEANEY, Matthew L. LEE, Sudhir GUPTA, Halliburton**

The electro-mechanical wireline tractor introduced in 2019 (Lee et al. 2019) has completed over 120 jobs. As discussed in the paper, one of the unique technology drivers was high tracting speed to improve intervention efficiency. The tractor has

анализе производительности инструмента и, в частности, тяги скважинного трактора.

При первоначальном запуске электрогидравлического трактора используется активная система управления тягой, которая преимущественно основана на анализе скорости вращения колес. Во время оценки данных телеметрии, включая такие показатели, как крутящий момент колес, скорость вращения колес, нагрузка в скважине, относительный азимут, наклон и локация муфт, стало очевидно, что отклонение в значениях крутящего момента колес было выше в более длинных боковых стволах. Такое несоответствие крутящего момента было неожиданным и указывало на возможное проскальзывание колес. Локатор муфт помог подтвердить, что трактор не преодолевает ожидаемое расстояние между звеньями обсадной трубы, что говорит в пользу версии с проскальзыванием колес. Интересно, что контроль работы лебедки и снижение натяжения способствовали уменьшению проскальзывания колес на нескольких СПО. К сожалению, эффект не был постоянным, так как зависел от траектории скважины и от оператора лебедки. Даже у квалифицированного оператора внимание к деталям может ослабевать при работе на длинных боковых стволах, что может привести к проскальзыванию колес трактора. Такие отклонения от нормальной работы сложно заметить и точно управлять ими; в результате было разработано инженерное решение с целью улучшения тяги трактора.

Имея большой набор данных с датчиков, полученных в ходе предыдущих СПО, инженеры разработали совершенно новую систему управления тягой с активной обратной связью. Новый подход предполагает использование взвешивающих коэффициентов для крутящего момента колес, напряжения в скважине и электрической мощности, потребляемой трактором на каждом из участков. Двигатели постоянного тока, используемые на электромеханическом тракторе, оснащены отдельными программируемыми быстродействующими контроллерами GripPro, обеспечивающими точную обратную связь. Результаты испытания показали, что этот новый алгоритм управления тягой не только позволил минимизировать проскальзывание колес, но и позволил улучшить распределение усилий, что привело к повышению тяговой мощности трактора в скважине на 25%. Полученные данные телеметрии показали гораздо более плавный запуск трактора в скважину, когда скорость и крутящий момент одинаково распределялись по всем колесам, а также отсутствовали перепады мощности при прохождении трактором участков искривления ствола скважины, где действуют более высокие внутрискважинные силы. В более протяженных боковых стволах симметричное распределение скорости и крутящего момента позволяло трактору двигаться без повышенного потребления электроэнергии и обеспечивало удовлетворительные показатели работы трактора в боковых стволах, даже если оператор совершал непоследовательные действия.

**Первые в мире ловильные работы на кабеле с применением тягового усилия в 100 000 фунтов: практический пример**

several runs where the average rate exceeded 100 feet per minute and one job at 115 feet per minute over a 2900 ft lateral section. An additional attribute was the surface readout (SRO) telemetry and sensor data that proved invaluable in assessing tool performance, and specifically downhole tractor traction.

Initial deployment of the electro-hydraulic line tractor uses an active traction control system primarily based on wheel speed. During the evaluation of the SRO data, including wheel torque, wheel speed, downhole tension, relative bearing, inclination, and CCL, it was apparent that the variance in the wheel torques values was higher on longer lateral sections expected. This inconsistency in torque was unexpected and suggested possible wheel slippage. The CCL helped confirm that the tractor wasn't traveling the expected distance between casing joints and supported a wheel slippage scenario. Interestingly, monitoring the winch operation and reducing the hold back line tension, muted wheel slippage on several runs. Unfortunately, it was not a consistent control as it was both well trajectory and winch operator dependent. Even a qualified winch operator's attention to detail can wane on long lateral sections, which can cause wheel slip. Noting the ladder would be a challenging key performance measurement to accurately control an engineered solution was developed to improve tractor traction.

Armed with a large sensor data suite from previous runs, engineers adopted a completely new active feedback traction control system. The new philosophy undertaken provides a weighting measure for wheel speed and torque, downhole tension, and the electrical power drawn by each tractor section. The DC motors used on the electro-mechanical tractor have individual programmable high-speed motor controllers allowing for a precise feedback loop called "GripPro." Test track results showed this new traction algorithm not only minimized wheel slippage but improved the power-sharing equalization, which allowed for continuous downhole tractor force to be increased by 25%. SRO field data highlighted a much smoother deployment with both speed and torque laying over on all wheels and no large power swings when the tractor encountered sections of increased downhole force due to a dog leg change. On the longer laterals, the symmetry of speed & torque allowed the tractor to travel without increased power demands and offered a satisfactory deployment even when the winch operator wasn't consistent while running in the lateral section.

**Судеш ПРАБХАКАРАН, Мамун ХОГАЛИ, Хуан Хосе Нобиле БЛАНКО, Александр Делос Сантос САНТОС, Чираг Хариш РАТОД, Стивен Раджеш СЕКЕЙРА, Welltec Oilfield Services Doha LLC**

Высокопроизводительная шельфовая нефтяная скважина была остановлена после неудачной операции по извлечению пробки с помощью проволоки, в результате которой инструментальная колонна с проволокой и изолирующая пробка застряли на небольшой глубине. На скважине были проведены ловильные работы с использованием самоанкерующегося гидравлического ударного инструмента, спущенного на электрическом кабеле. При проведении работ, для того чтобы сорвать инструментальную колонну с проволокой с изолирующей пробки, было применено тяговое усилие в 100 000 фунтов. В работе описывается опыт планирования, подготовки и проведения данной операции.

После рассмотрения всех доступных вариантов было принято решение использовать высокопроизводительную версию гидравлического ударного инструмента, спускаемого на электрическом кабеле и рассчитанного на усилия в 100 000 фунтов. Подход заключался в том, чтобы извлечь инструментальную колонну либо целиком, либо разбить ее на части путем приложения максимального усилия и извлечь за несколько СПО. После извлечения инструмента планировалось извлечь изолирующую пробку с помощью проволоки. Этап подготовки включал проведение функционального испытания на базе с полной реконструкцией ситуации в скважине, чтобы подтвердить правильность выбранного подхода.

Было проведено функциональное испытание, чтобы определить, поможет ли большое тяговое усилие гидравлического ударного инструмента сломать инструментальную колонну или отсоединить ее от пробки. Для проведения испытания в горизонтальной колонне были установлены точно такие же компоненты, как и те, которые находились в скважине и подлежали извлечению, в том числе и изолирующая пробка. Был спроектирован длинный овершот, чтобы в него поместились ясы находящегося в скважине инструмента. Потребовалось пять движений вверх с усилиями, достигающими до 100 000 фунтов, чтобы сорвать инструмент с ловильной шейки пробки. Кольцо ловильной шейки изолирующей пробки было срезано в ходе операции.

После проведения функционального испытания оборудование было доставлено на шельф. Мощный овершот был спущен в скважину на проволоке и установлен на извлекаемом оборудовании. Затем был смонтирован гидравлический ударный инструмент, спущен в скважину на электрическом кабеле и зацеплен за овершот. После двух движений гидравлического инструмента с усилиями до 100 000 фунтов инструментальная колонна была сорвана с ловильной шейки пробки (так же, как и в ходе функциональных испытаний). После извлечения оборудования изолирующая пробка была успешно извлечена, а скважина введена в эксплуатацию. Использование гидравлического ударного инструмента на электрическом кабеле позволило выполнить работу без буровой установки экономичным и безопасным образом в разумные временные рамки.

**World's First Fishing Operation on Wireline, Where 100,000 Lbs of Pull Force Was Applied: A Case Story**

**Sudesh PRABHAKARAN, Mamoun KHOHALI, Juan Jose Nobile BLANCO, Alexander Delos Santos SANTOS, Chirag Harish RATHOD, Steven Rajesh SEQUEIRA, Welltec Oilfield Services Doha LLC**

A high producing offshore oil well was shut down after an unsuccessful slickline plug-retrieval operation, which led to the slickline toolstring and isolation plug stuck at a shallow depth. Heavy duty fishing was performed using electric wireline self-anchoring hydraulic stroking tool. While pulling, 100 Klbs of force was applied to free the slickline toolstring from the plug. This paper is written to share the experience gained while planning, preparing, and executing this high-profile job.

After reviewing all available options, it was decided to use the high-capacity version of the electric wireline hydraulic stroking tool, rated to 100,000 lbs. Approach to the job was to retrieve the slickline toolstring either as one piece or break it into parts by applying maximum force and retrieve in several runs. After fish retrieval, further plan was to retrieve the isolation plug using slickline. Preparation phase included function test at the base with full reconstruction of well situation, to confirm that this approach is correct.

Base function test was performed to determine if the high force from the electric wireline hydraulic stroking tool would break the slickline toolstring or release it from the plug. For the test, the exact fish components, including the plug, were set up in a horizontal tubing. A long overshot was designed to swallow the jars in the slickline toolstring. It took five upward strokes, up to 100,000 lbs, to release the slickline toolstring from the plug's fishing neck. The ring of the fishing neck sheared from isolation plug.

Following the base function test, equipment was mobilized offshore. The heavy duty overshot was installed on the fish using Slickline. Electric wireline hydraulic stroking tool was then rigged up on electric wireline, run-in-hole, and latched onto the overshot. After two strokes of up to 100,000 lbs, the slickline toolstring released cleanly from the fishing neck of the plug (similar to the base function test). Following successful fishing operation, the plug was successfully retrieved and well was brought back to production. Using the electric wireline hydraulic stroking tool allowed to

## Визуальная аналитика: улучшение диагностики ствола скважины с помощью комплексного набора данных видеокаверномера

Саад ХАМИД, Нахр АБУЛХАМАЙЕЛЬ, Саудовская Аравия; Абдулла АЛЬДУРАЙХЕМ, Омар АЛЬХИНДАС, Глин РОБЕРТС, Майкл МАКДОНАЛЬД, Тоббен ТИМОНС, EV

**Цели/Область применения.** Высококачественная видеосъемка в скважине позволяет получить легкодоступные и понятные массивы данных, которые будут полезны для пользователей по широкому спектру дисциплин в нефтегазовой отрасли. Интерпретация изображений часто интуитивно понятна, что обеспечивает немедленное понимание сложных внутрискважинных условий и ситуаций. Эта информация используется для выявления и понимания проблем, связанных с ограничениями, утечками, коррозией, отложениями в трубах, аварийным инструментом, состоянием и функциональным статусом клапанов и других инженерно-технических компонентов, а также многочисленных других нежелательных скважинных условий.

Существенные изменения в обработке внутрискважинного видео и изображений наряду с эволюцией визуальной аналитики увеличили объем и эффективность диагностических услуг, использующих данную технологию. Визуальная аналитика – это либо прямое определение размеров по цифровым изображениям, либо их интеграция с результатами измерений, проведенных другими датчиками. Эта статья демонстрирует, как сочетание видеоизображений с геометрическими измерениями в стволе скважины, проведенными с помощью многоплечевого каверномера, обеспечивает более полное понимание проблем скважины, что позволяет одновременно сократить время проведения операций, риски и затраты.

**Методы, процедуры, процесс.** Исходя из опыта эксплуатации далее будет описан четырехэтапный процесс:

1. Подготовка скважинного флюида. Важность данного этапа, как правило, недооценивается, однако он влияет на получение высококачественных видеоматериалов.
2. Получение видеоизображений с камер как снизу, так и сбоку, что позволяет идентифицировать и фиксировать общие условия в стволе скважины, а также конкретные интересующие нас детали.
3. Регистрация данных многоплечевым каверномером по соответствующим зонам скважины, обеспечивающая массив точных измерений внутреннего диаметра в высоком разрешении.
4. Анализ данных с обоих датчиков и формирование отчетности в рамках интерактивной платформы.

**Результаты, наблюдения, выводы.** В статье показано, как измерения, полученные с помощью каверномера в сочетании с видеоизображениями, помогли уверенно определить точную ситуацию по интересующей нас проблеме. Кроме того, мы демонстрируем, как система смогла диагностировать и определить скважинные условия, которые не были бы правильно интерпретированы с применением любого другого вида внутрискважинных операций.

perform the job rigless, in a cost effective, safe and time-controlled manner.

## Visual Analytics: Improving Wellbore Diagnostics with Integrated Video Caliper Datasets

Saad HAMID, Nahr ABULHAMAYEL, Saudi Aramco; Abdullah ALDURAIHEM, Omar ALHINDAS, Glyn ROBERTS, Michael MacDONALD, Tobben Tymons, EV

**Objectives/Scope.** High quality downhole video footage provides highly accessible, easily understood datasets for users across a wide range of disciplines in the oil and gas industry. Image interpretation is often intuitive, providing immediate understanding of complex downhole situations. This information is used to identify and understand problems relating to restrictions, leaks, corrosion, tubular deposits, fish, the condition and functional status of valves and other engineered components, along with numerous other undesirable downhole conditions.

Step changes in downhole video and image processing, along with the evolution of visual analytics has increased the scope and effectiveness of diagnostic services using this technology. Visual analytics is either the direct dimensioning of digital images or their integration with measurements from other sensors. This paper will demonstrate how the combination of video images with wellbore geometry measurements from a multi-finger caliper instrument provide a more comprehensive understanding of well challenges, while reducing operational time, risk and cost.

**Methods, Procedures, Process.** In connection with the operational experience, a four-stage workflow will be described detailing:

1. Well fluid preparation, which is generally an underestimated requirement for obtaining high quality video footage.
2. Acquisition of video images from both down and side viewing cameras, allowing overall wellbore conditions as well as specific features of interest to be identified and captured.
3. Recording of multi-finger caliper data over relevant zones of the well providing a high-resolution array of accurate internal diameter measurements.
4. Analysis and reporting of both sensors within an interactive reporting platform.

**Results, Observations, Conclusions.** The paper will show how caliper measurements combined with video images

Каждый раз практический опыт применения системы дает представление о технических возможностях инструмента и платформы интерпретации данных в части формирования трехмерных изображений, а также обеспечения визуальной привязки по всей исследуемой глубине ствола. Уроки, извлеченные по итогам проведенных операций и последующего диагностического анализа, дали возможность правильно определить исходные причины проблем с доступом в ствол скважины и принять соответствующие корректирующие меры.

**Новая/дополнительная информация.** В работе представлены факты, подтверждающие, что визуальная аналитика и комплексная технология кавернометрии и видеосъемки могут быть использованы для формирования полного понимания внутрискважинных условий. Это также поможет диагностировать коренные причины различных проблем в скважине, которые ранее не были правильно идентифицированы с помощью коммерчески доступных технологий. Критически важно, что данная технология дает инженерам-производственникам и инженерам по проведению внутрискважинных работ однозначные данные, необходимые для уверенного планирования мероприятий по устранению внутрискважинных проблем.

## Секция 5. ЭЛЕКТРОННЫЕ СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ IV – ОБМЕН ЗНАНИЯМИ

### Новый метод работы ясом в комбинации с вытягиванием аварийного инструмента в наклонно-направленных скважинах

**Родриго ФЕЛИУ, Филип МАКХАРДИ, Кайл ВИЗЕНБОРН, Schlumberger**

Для наклонно-направленных скважин, где использование яса традиционным способом невозможно, был разработан новый метод работы ясом. Сравнительный анализ результатов воздействия ясом по новой методике с традиционным подходом показал аналогичную эффективность.

Вместо использования силы тяжести или энергии, накопленной в кабеле (проводе или электрическом кабеле), в высокопроизводительном пружинном ясе применяется акселератор для обеспечения постоянного накопления и доставки энергии в ходе ударных работ. Однако такая технология не может применяться в стволах с большим углом отхода от вертикали, так как может не хватить тянущего усилия кабеля для формирования достаточной энергии на акселераторе для эффективной работы яса. Для этих целей может быть использован линейный приводной механизм на проводе для формирования эффективного тянущего усилия и достаточной энергии на акселераторе яса. Кроме того, одновременное использование линейного приводного механизма и яса может обеспечить более высокую эффективность ловильных работ за счет комбинирования ударных, тянущих и толкающих нагрузок.

Чтобы доказать реализуемость этого метода было проведено интегрированное испытание системы, при котором использовался линейный приводной механизм для активации яса с помощью акселератора. В рамках

were able to confidently determine the exact status of the challenge at hand. Additionally, we demonstrate how the service was able to diagnose and uncover the downhole conditions, which would not have been correctly interpreted in any other form of well intervention.

Each of these operational experiences provides an insight into the technical capability of the tool and interpretation platform to provide 3-D images as well as visual referencing across the depth of investigation. Lessons learned from these interventions and subsequent diagnostic analysis provided an opportunity to correctly identify the root causes behind the wellbore accessibility challenges and take appropriate corrective actions.

**Novel/Additive Information.** The paper will provide evidence that visual analytics and the integrated video caliper technology can be used to fully understand a variety of downhole conditions. It can further help diagnose root causes of various downhole challenges, which were not correctly identifiable with commercially available technologies previously. Critically, it provides production and well intervention engineers with the unambiguous data required to confidently plan effective remediation of wellbore related challenges.

## Session 5. KNOWLEDGE SHARING EPOSTER IV

### New Method to Enable Jarring and Combine Straight-Pulling in Highly Deviated Wells

**Rodrigo FELIU, Philip McHARDY, Kyle WIESENBOРН, Schlumberger**

An advanced jarring method was developed for deviated wells where conventional jarring is not possible. Comparing the results of jarring impact with this new method to jarring impact with conventional methods showed similar effectiveness.

Rather than relying on gravity or energy stored in the cable (slickline or e-line), a high-performance, fully adjustable spring jar uses an accelerator to provide consistent energy storage and delivery during the jarring operation. However, this cannot be used in highly deviated wells because there may not be enough cable pull to energize the accelerator and perform an effective jarring event. To enable this, a wireline linear actuator can be used to pull and energize the accelerator and fire the jar effectively. In addition, having a jar and a linear actuator

испытания производились замеры ударной силы яса и ускорения на аварийном оборудовании (прихват которого мы пытаемся устранить при помощи яса), а результаты затем сравнивались с показателями работы яса без линейного приводного механизма. Измерения показали, что не имеет значения, активируется ли яс кабелем или линейным приводным механизмом; была приложена одинаковая сила и ускорение (т. е. уровень удара). Это означает, что линейный приводной механизм может быть использован для активации яса без потери эффективности. Для достижения максимальной эффективности работу ясом и извлечение прихваченного оборудования можно объединить в рамках одной СПО, когда оба процесса можно чередовать для максимизации результатов.

Этот метод является новым, поскольку он позволяет осуществлять работу ясом в стволах с большим углом отхода от вертикали, а также позволяет комбинировать ударные нагрузки с тянущими в рамках одной СПО, что является более комплексной стратегией проведения ловильных работ.

## **Секция 6. БЕЗРАЙЗЕРНЫЕ ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ, А ТАКЖЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФОВЫХ И ПОДВОДНЫХ СКВАЖИНАХ**

**Восстановление изоляции пласта во время глубоководной безрайзерной внутрискважинной операции в Мексиканском заливе с использованием беспроводной системы верификации барьера**

**Чарльз БРУКС, Томас БРЮС, Арильд ШТАЙН, Интервелл; Франсиско ГАРСОН, Ник БОРДЛИ, Хуан СЬЕРРА, ВР**

Установившееся межколонное давление ввиду возможных проблем с целостностью колонны на глубоководной подводной добывающей скважине в Мексиканском заливе США вынудило оператора произвести изоляцию пласта. Во время предыдущей операции была установлена и испытана пробка по технологии plug & prong с R-ниппелем с целью изоляции пластового давления. В течение шести месяцев после установки пробки давление в НКТ и затрубном пространстве нарастало, что указывает на утечку жидкости через установленную пробку. В результате на этой скважине потребовалась установка нового барьера с дополнительным методом проверки герметичности.

Для устранения межколонного давления была выбрана извлекаемая мостовая пробка со средней степенью расширения класса V0. Доставка мостовой пробки осуществлялась в воде с помощью электрического кабеля по безрайзерной технологии проведения внутрискважинных работ со специального судна. Оператор провел многочисленные испытания для подтверждения целостности нового барьера, полагаясь на новую систему верификации, позволяющую осуществлять беспроводную передачу данных о давлении ниже мостовой пробки. Эта технология позволила провести испытание барьера при непосредственном мониторинге давления с обеих сторон мостовой пробки. Также была установлена вторая мостовая пробка с использованием информации

combined on the same run can allow for a more efficient fishing strategy by combining jarring and a straight pull or push.

To prove the feasibility of this method, a system integration test was performed in which the linear actuator was used to fire the high-performance jar through an accelerator. In this test, the jarring force and the acceleration of the fish (the element being jarred) was measured and compared to standard jarring without the linear actuator. The measurements showed that it does not make a difference whether the jar is fired by the cable or by the linear actuator; the same force and acceleration (i.e., shock level) was imparted. This means that the linear actuator can be used to fire the jar without losing effectiveness. To achieve maximum efficiency, jarring and straight-pulling can be combined in the same run during which the two can be alternated to maximize results.

This method is novel because it enables jarring in highly deviated wells and allows for jarring and straight-pulling on the same run, creating a more comprehensive fishing strategy.

## **Session 6. OFFSHORE, SUBSEA, AND LIGHT WELL INTERVENTION SOLUTIONS**

**Re-Establishing Reservoir Isolation During Deepwater US Gulf of Mexico Riserless Light Well Intervention With a Wireless Barrier Verification System**

**Charles BROOKS, Thomas BRUCE, Arild STEIN, Interwell; Francisco Garzon, Nick BOARDLEY, Juan SIERRA, BP**

Sustained Casing Pressure (SCP) due to integrity concerns on a deepwater subsea producer in US GoM required the operator to isolate the reservoir. During a previous intervention, an R-nipple plug & prong had been installed and tested to isolate the reservoir pressure. Within six months after the plug installation, tubing and annulus pressure began increasing, indicating fluid was leaking past the plug & prong. As a result, the well required a new barrier with an additional integrity verification method.

A V0 rated Medium Expansion Retrievable Bridge Plug (ME) was chosen to remediate the SCP. The ME was conveyed open water on E-Line, via a Riserless Light Well Intervention vessel. The operator performed extensive testing to confirm the integrity of the new barrier, relying on a novel Barrier Verification System (BVS) to wirelessly

со скважинных манометров для подтверждения герметичности.

Отличительной чертой данной внутрискважинной операции было использование системы верификации барьера для подтверждения герметичности и отсутствия утечки. Система верификации позволяла отслеживать разницу давлений по разные стороны пробки на поверхности в режиме реального времени. Во время испытания на положительное давление система верификации показала, что необходимо приложить дополнительное давление для достижения требуемого перепада давления по разные стороны мостовой пробки. В ходе двенадцатичасового расширенного испытания на приток давление на манометре, установленном ниже мостовой пробки, постепенно повышалось. Такой профиль давления подтвердил, что нарастание межколонного давления было вызвано отсутствием герметичности ранее установленной пробки с R-профилем. На основании полученных результатов оператор пришел к выводу, что пробка с R-профилем, вероятно, была повреждена во время ее первоначального испытания под давлением, но скорость утечки была слишком низкой и не была обнаружена при проведении опрессовки. Система верификации барьера осуществляла контроль давления ниже мостовой пробки и результаты показали, что пробка способна удерживать давление в обоих направлениях, что дополнительно подтвердило факт успешной изоляции пласта с помощью мостовой пробки. Таким образом, система верификации позволила оператору быть уверенным, что межколонное давление на данной скважине больше не будет увеличиваться.

Система верификации барьера обеспечила комплексную проверку герметичности пробки, что является более высоким стандартом проверки изоляции пласта, чем принятые оператором и регулятором стандарты. Таким образом, оператор может быть уверен что в данной скважине больше не возникнет проблем до момента ее тампонирувания и ликвидации.

Данная операция в Мексиканском заливе выполнялась при удаленном мониторинге со стороны группы технической поддержки продукта в Норвегии, что вселяет дополнительную уверенность в этой новой технологии.

**Расширяя границы возможного: проведение первой операции по замене ЭЦН, установлению противопесчаного фильтра и интенсификации притока в песчанике с помощью потокоотклоняющего материала на основе модификатора фазовой проницаемости на скважине под давлением на морской платформе в Брунее**

**Мел ДУЛАМ, Брайан ЛИМ Чи ЧОНГ, Дзаезнни МУСЛИМ, Brunei Shell Petroleum; Алехандро ЧАКОН, Ракеш ПАЛАППЕТТА, Фрэнк ЛАРЕЗ, Стивен Джек ЛИРМОНТ, Йи Тзен ЙОНГ, Halliburton**

Операции по замене электроцентробежных погружных насосов (ЭЦН) уже в течение длительного периода являются довольно распространенным видом работ на скважинах под давлением во всем мире; они доказали свою эффективность ввиду компактности оборудования

transmit pressure data from below the ME. This technology allowed barrier testing to be performed while directly monitoring pressure on either side of the ME. A second barrier was established by setting another ME, using data from the DHPGs for integrity verification.

The distinguishing factor of this intervention was utilizing the barrier verification system to confirm barrier integrity. The BVS allowed the pressure differential across the plug to be read at surface in real-time. During the positive pressure test, the BVS readings showed that additional pressure had to be applied to achieve the required differential across the ME. During the twelve-hour extended inflow test, pressure on the BVS gauge below the ME gradually increased. This pressure signature confirmed that the SCP was due to fluid leaking across the previously installed R-profile plug. Based on these results, the operator concluded the R-profile plug was likely impaired during its original pressure test, but the leak rate had been too low to detect in the pressure test. The ability of the BVS to monitor the pressure beneath the ME confirmed that the ME was holding pressure in both directions, and this data provided additional verification that the ME had successfully isolated the reservoir. Thus, the BVS assured the operator that the ME would prevent further SCP on the well.

The BVS provided comprehensive downhole barrier verification that exceeded the operator's isolation standards as well as the regulator's. As a result, the operator now has the assurance they will not have to return to the well until it is time to plug and abandon.

This GoM job was performed with web-based execution and remote monitoring from the product technical support team in Norway, giving extra confidence to the novel technology in this high-profile operation.

**Pushing the Boundaries by Completing the First ESP Replacement, Sand Screen Deployment and Sandstone Stimulation Operation with Rpm-Based Diverter Deployed on Hydraulic Workover from an Offshore Platform in Brunei**

**Mel DULAM, Brian Lim Chee CHONG, Dzaiezny MUSLIM, Brunei Shell Petroleum; Alejandro CHACON, Rakesh PALAPPETTA, Frank LAREZ, Steven Jack LEARMONTH, Yee Tzen YONG, Halliburton**

Electrical submersible pump (ESP)

и более короткого общего времени проведения работ. Однако на рассматриваемой скважине также необходимо было провести интенсификацию притока, что редко делается на скважинах под давлением и что требовало очень тщательного проектирования и планирования из-за ограничений, вызванных последовательностью проведения операций.

Эта статья демонстрирует универсальность оборудования для работы на скважине под давлением, с помощью которого был извлечен старый насос после поломки противопесчаного фильтра, установлена вставка диаметром 4 ½ дюйма внутри существующего 7-дюймового фильтра, проведена интенсификация притока с помощью раствора глиноукслоты, разработанного по индивидуальному рецепту, а также установлен новый ЭЦН без остановки добычи из остальных скважин на платформе. Операция по интенсификации притока требовала очень тщательного проектирования, поскольку кислота должна была оставаться в пласте в течение более 7 дней, в то время как остальные этапы операции уже будут завершены; было важно свести к минимуму риск негативного влияния вторичных и третичных реакций на увеличение дебита скважины после завершения всей операции. Операция проводилась при поддержке специального судна с динамическим позиционированием и модульного крана для обеспечения эффективного монтажа оборудования.

#### **Отлично организованная операция позволила восстановить добычу в глубоководной скважине**

**Филипп Шон ДЭВИС, Baker Hughes; Ронни БУРГЕР, Hess Corporation; Джеральд РАНСОНЕТ, Baker Hughes**

В последнее время на одной из высокодебитных глубоководных скважин Мексиканского залива отмечалось падение объемов добычи. Исследование показало, что клапан в сдвижной муфте, которая представляет собой один из компонентов в компоновке заканчивания скважины, неисправен и не открывается должным образом. Оператор собрал команду специалистов для диагностики проблемы и ее решения альтернативным методом без извлечения и замены всей компоновки заканчивания, что потребовало бы значительного количества времени и дорогостоящего оборудования.

Группа различных профильных экспертов из подразделения заканчивания скважин, компании – изготовителя оборудования и компании по проведению внутрискважинных работ с использованием электрического кабеля определила, что в этом случае можно использовать два метода, чтобы с учетом строения муфты создать новый поток и восстановить дебит без ущерба для остальной компоновки заканчивания скважины. Оба метода были сложными и требовали высокой степени точности и аккуратности. Для обеспечения механической целостности скважинного оборудования окно допуска для разреза находилось в пределах двух дюймов (на глубинах более 27 000 футов), а допуски на радиус разреза составляли менее 1/100 дюйма.

Было установлено, что имеется два инструмента, спускаемых на электрическом кабеле, которые способны

changeover operations have been a staple job type for Hydraulic Workover (HWO) operations worldwide for a significant amount of time, evidencing the great efficiency provided by the smaller footprint and quicker overall setup times. However, this well also included a stimulation requirement which is not common at all when coupled with HWO interventions, and which required a very careful design due to the constraints posed by the intervention sequence.

This paper showcases the versatility and interaction of the HWO unit to remove the existing pump following a sand screen failure, run a 4 ½" insert screen inside the existing 7" screen, stimulate the formation with a customized mud acid recipe and the installation of a new ESP without shutting the production from the rest of the wells in the platform. The stimulation operation required a very thorough design since the acid would remain in the formation for over 7 days while the rest of the sequences were completed, which had to minimize the risk of the secondary and tertiary reactions' negative effects to increase the production from the well after the overall intervention was completed. Complimentary to the operation, the job was performed with support from a dynamically positioned (DP-2) vessel and a modular crane for efficient rig-up.

#### **Smart Intervention Restores Production in Deep Water Well**

**Philip Sean DAVIS, Baker Hughes; Ronnie BURGER, Hess Corporation; Gerald RANSONET, Baker Hughes**

Recently, a significant producer in the deep water Gulf of Mexico (GoM) exhibited a loss of production. An investigation determined that a valve in the sliding sleeve assembly, a small portion of the installed completion, malfunctioned and resulted in the valve not opening as commanded. The operator created a team to diagnose the problem without using the usual method of recovery and replacement of the full assembly, which would require a significant amount of time and costly equipment.

The team of various subject matter experts (SME) from the completions unit, the manufacturing company of the equipment and an electric line intervention provider determined that they could use two methods to exploit the design of the sliding sleeve to create a new flow-path and restore production without damaging the rest of the in-place completion. Both challenging methods required a high degree of precision



**ООО «Нефтетранссервис» является одним из ведущих российских разработчиков и производителей химических реагентов, применяемых в технологиях интенсификации добычи нефти и газа.**

### Ингибиторы кислотной коррозии AS-CO

Разработка новых ингибиторов кислотной коррозии с повышенной эффективностью является актуальной задачей в связи с усовершенствованием и развитием технологий стимуляции скважин, технологических операций по интенсификации добычи, проводимых с применением кислот. Имеющие место в настоящее время ограничения по химическому сырью для производства и непосредственной поставке ряда реагентов также повышают актуальность разработки реагентов, локализованных на отечественной сырьевой базе.

Нашей компанией разработана группа ингибиторов кислотной коррозии, позволяющая перекрыть спектр технологических задач при работе с кислотами в широком диапазоне концентраций кислот и температур. В процессе решения поставленной задачи значительное внимание уделялось не только разработке реагента с минимальным расходом и соответствующим защитным эффектом, но также рядом критериев: стабильность в кислотах продолжительное время, совместимость с применяемыми кислотными пакетами и кислотными композициями. Возможность использовать эти ингибиторы коррозии на всех этапах применения технологии – непосредственно от производителя кислот в транспортировке и хранении до создания композиций кислотных составов и обработки скважин практически с любыми геологическими условиями.

Ингибитор хранения AS-CO представляет собой жидкость, хорошо растворимую в кислоте. В дозировке от 3,5 кг/м<sup>3</sup> позволяет ингибировать 24%-ную соляную кислоту в течение трех месяцев. Реагент может быть успешно использован для ингибирования «крепкой» кислоты с концентрацией HCL выше 30%. Ингибитор AS-CO не ухудшает свойства стабилизаторов железа, применяемых в кислотных пакетах.

Ингибитор кислотной коррозии AS-CO позволяет проводить работы с кислотами на основе соляной HCL и смеси кислот HCL + HF с общей кислотной концентрацией 12–20% с температурами до 70 °С.

Технологический высокотемпературный ингибитор AS-CO (t) – это реагент, предназначенный для ингибирования кислотных составов на базе соляной кислоты, рабочая концентрация которых составляет HCL 8–15%. Эффективен в том числе и при температурах выше 100 °С. Например, при температуре 130 °С, концентрации HCL 12% и при введенном пакете присадок (деэмульгатор, диспергатор, стабилизатор железа), при загрузке реагента 10 л на 1 м<sup>3</sup> кислотного состава скорость коррозии составила 0,0096 г/м<sup>3</sup>·ч.

ООО «Нефтетранссервис» располагает потенциалом для решения задач по кислотному ингибированию фактически любых систем, согласно действующей нормативной базе, при этом проводится лабораторная подборка состава с учетом марки металла, концентрации кислоты, температуры, необходимого времени экспозиции и всех компонентов, входящих в кислотный состав.

### Нейтрализатор сероводорода AS-DS

Нейтрализатор сероводорода AS-DS предназначен для защиты от сероводорода, меркаптанов, бактериального заражения скважин при проведении работ на нефтепромысловом оборудовании, трубопроводов системы поддержания пластового давления и системы нефтесбора, транспортирующих обводненные газожидкостные и нефтяные среды, а также сточные воды, содержащие сероводород и углекислый газ. Нейтрализатор сероводорода AS-DS рассчитан на эксплуатацию во всех климатических районах: умеренном, холодном, тропическом и влажном, морском климате.

AS-DS может вводиться в поток нефтепродукта с помощью стандартных дозировочных насосов и статических смесителей для достижения необходимой степени перемешивания. AS-DS может добавляться в любой точке НПЗ или установки, но для достижения максимальной эффективности действия поглотителя необходимо обеспечить интенсивное перемешивание. После процесса смешения поглотителя с нефтепродуктом необходимо некоторое время поддерживать турбулентный режим течения в трубопроводе. В емкости с технологическими жидкостями может вводиться насосом или ведерным способом с последующим перемешиванием способом циркуляции насосным оборудованием в количестве 1,5 объема обработанной технологической жидкости.

Дозировка AS-DS зависит от содержания и соотношения в нефтепродуктах сероводорода и меркаптанов, а также от способа ввода и условий смешивания. Рекомендуемая норма вовлечения AS-DS составляет от 4 до 8 ppm реагента на 1 ppm сероводорода.

Температура применения нейтрализатора сероводорода AS-DS от -50 °С до +50 °С. Реагент не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти, качество товарной нефти, не содержит хлорорганических соединений.

Эффективность нейтрализатора сероводорода AS-DS подтверждена Лабораторией исследования скважин Волго-Уральского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа ООО «ВОЛГОУРАЛНИПИГАЗ» Оренбурга.

#### 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



**...НАДЁЖНО, РАЗУМНО, С ГАРАНТИЕЙ!**



Предоставление высококачественных нефтесервисных услуг в сфере:

- капитального ремонта скважин с применением установки ГНКТ;
- приготовления технологических жидкостей, блокирующих пачек и глушения скважин;
- стимуляции скважин методом ОПЗ кислотными составами (ТПКО, ПКО, МСКО, ВТОПЗ, КАЭ, ВСЭ, механические отклонители

461040, Россия, Оренбургская область,  
Г. Бузулук, ул. Магистральная, 7  
Тел.: +7 (35342) 7-64-45  
[veteran@veteran.bz](mailto:veteran@veteran.bz)



выполнять тип разреза, необходимый для первичного и вторичного методов (по одному для каждого метода) проведения операции. Эти инструменты часто используются на скважинах в Мексиканском заливе, что добавляло уверенности в успешности их применения.

После многочисленных испытаний на поверхности инструменты были спущены в скважину и успешно отработали с первой попытки. Управление и контроль за осуществлением операции осуществлялся на поверхности, а инструменты выполнили необходимую резку менее чем за шестьдесят минут. После извлечения инструментов из скважины муфта была открыта и полная связь с пластом восстановлена. Благодаря использованию этой технологии и методологии проект смог сэкономить свыше 40 000 000 долларов США.

**Разрушение старой парадигмы: впервые выполненное повторное заканчивание умной скважины при помощи гидравлической установки для ремонта скважин под давлением на самой высокопродуктивной платформе. Пример Брунея**

**Мел ДУЛАМ, Брайан Лим Чи ЧОНГ, Дзаезнни МУСЛИМ, Brunei Shell Petroleum; Алехандро ЧАКОН, Ракеш ПАЛАППЕТТА, Фрэнк ЛАРЕЗ, Стивен Джек ЛИРМОНТ, Ка Ян ЧОНГ, Halliburton**

Операции по повторному заканчиванию скважин с использованием гидравлической установки КРС для скважин под давлением были широко распространены в отрасли и продемонстрировали высокий уровень эффективности и компактность размещения оборудования. В условиях операций на морском шельфе на небольших каркасных платформах преимущества использования указанного оборудования становятся гораздо более актуальными и явно выраженными с точки зрения общего положительного эффекта для проекта. Также следует отметить, что повторное заканчивание скважин с линиями управления и датчиками, также называемое повторным заканчиванием «интеллектуальной скважины», не выполнялось с использованием гидравлических установок в прошлом.

Помимо вышесказанного, выполнение повторного заканчивания «интеллектуальной скважины» с использованием гидравлической установки КРС осложнялось еще и тем, что насосно-компрессорные трубы и линии управления должны были быть срезаны, а не извлечены из эксплуатационного пакера. В данной статье описывается планирование, выполнение и результаты повторного заканчивания скважины на одной из ведущих морских газодобывающих платформ в стране. Выбор был сделан в пользу гидравлической установки КРС ввиду ее компактности, а также возможности одновременного продолжения добычи из соседних скважин, что явилось наилучшим решением для заказчика. Работа выполнялась при дополнительной поддержке специального судна с динамическим позиционированием (DP-2) и портативного крана, которые обеспечили эффективный монтаж установки и поддержку во время проведения операции.

**Ювелирная операция по разблокировке скважинного клапана-отсекателя с использованием**

and accuracy. To maintain the mechanical integrity of the downhole equipment, the tolerance window for the cut was within two inches (at depths greater than 27,000 ft), and cut radius tolerances were less than 1/100th of an inch.

Two electric lines intervention tools were found to be capable of performing the type of cut required for the primary and secondary methods (one for each method). These selected tools are frequently used in the GoM, which promotes a high level of confidence in their success.

After extensive surface testing, the tools were deployed downhole and were successful on the first attempt. The operation was monitored and controlled at surface, and the tools performed the required cut in less than sixty minutes. Once the tools were retrieved, the sleeve was commanded open once again, and full communication to the formation was restored. With the utilization of this technology and methodology, the project was able to save in excess of \$40,000,000 USD.

**Breaking Paradigms by Performing the First Smart Well Recompletion with a Hydraulic Work Over Unit on the Highest Production Platform, Case History from Brunei**

**Mel DULAM, Brian Lim Chee CHONG, Dzaieznyy MUSLIM, Brunei Shell Petroleum; Alejandro CHACON, Rakesh PALAPPETTA, Frank LAREZ, Steven Jack LEARMONTH, Ka Yan CHONG, Halliburton**

Re-completion operations with hydraulic workover units (HWO) have been carried out extensively within the industry, showcasing the high level of efficiency and compact footprint offered by this type of equipment. In an offshore environment, with small jacket platforms, the benefits of the use of said equipment are much more relevant and significant in terms of overall positive impact on the projects. However, re-completions with control lines and sensors, or usually referred to as smart-well re-completions had not been performed with HWO units in the past.

Having stated this premise, the challenge of performing the first smart well re-completion with an HWO unit presented itself with an additional hurdle, which was the fact that the tubing and control lines had to be cut instead of being able to pull from the production packer. This paper showcases the planning, execution, and results of re-completing a well in one of the

## двойного ударного инструмента на электрическом кабеле, которая позволила обеспечить доступ к скважине и восстановление добычи

**Стюарт Уильям МУРЧИ, Руне ХАНСЕН, Кристиан АНДЕРСЕН, Борд Мартин ТИННЕН, Мартин Северин СЕТРЕВИК, Андерс ГРЁННЕРЁД, Лингди ВАН, Altus Intervention; Керстин РУССЕ, Шилей ХУ, Equinor**

Скважина с неисправным извлекаемым на НКТ клапаном-отсекателем была остановлена до тех пор, пока не будет выполнена операция по его разблокировке, что обеспечит полностью открытое положение клапана, позволит выполнить последующие внутрискважинные работы и безопасно вернуть скважину в эксплуатацию. По конструкции клапан-отсекатель представлял собой створчатый клапан с силовым пружинным механизмом, который переводит клапан в закрытое положение. Управление створчатым клапаном было потеряно ввиду прерванной гидравлической связи. Неоднократные попытки открыть клапан с помощью обычного инструмента для разблокировки не увенчались успехом, так как с течением времени створки возвращались в закрытое положение.

Инновационное решение, представленное в этой статье, заключалось в разработке компоновки, спускаемой на электрическом кабеле, с двумя ударными механизмами, которые могут приводиться в действие одновременно. Данная компоновка должна была содержать несколько технологических элементов и выполнять несколько операций за одну СПО: 1) правильно позиционировать рабочую колонну перед зацеплением с проточной трубкой клапана-отсекателя; 2) управлять верхним ударным механизмом, чтобы обеспечить осевое усилие и длину хода, необходимые для толкания проточной трубки вниз в полностью открытое положение клапана-отсекателя и удерживать ее там до тех пор, пока она не будет зафиксирована; 3) одновременно управлять нижним ударным механизмом с расширительным переходником и деформирующим инструментом, деформировать проточную трубку клапана и встроенную запорную втулку, когда она находится в точном и заранее определенном положении, и при этом постоянно удерживать клапан в открытом положении. Выполнение данной задачи за одну СПО было призвано обеспечить осуществление деформации только тогда, когда проточная трубка наверняка находится в требуемом положении «клапан открыт».

Индивидуальная связь и управление, а также распределение мощности обоих ударных устройств осуществлялись на протяжении всей операции с использованием двух наземных компьютеров в иерархической конфигурации (ведущий/ведомый), что позволило обеспечить синхронную скоординированную работу. В компоновку также была встроена NOGO-муфта, которая обеспечивала точную корреляцию глубин и подгонку. Беспрепятственный доступ для проведения последующих СПО и внутрискважинных работ был обеспечен с помощью восьмиплечевого многопрофильного устройства для предотвращения любой овализации проточной трубки во время деформации. Были установлены соответствующие пределы

top offshore gas-producing platforms in the country. Due to a smaller footprint and the advantage to continue the production from neighboring wells simultaneously, the HWO unit was selected as it represented the best overall value for the customer. The job was performed with additional support from a dynamically positioned (DP-2) vessel and a portable crane for efficient rig up and support during the intervention.

## **Intricate Subsurface Safety Valve Lockout Executed by Innovative Electric Line Dual Stroker Operation, Securing Well Access and Restoring Production**

**Stuart William MURCHIE, Rune HANSEN, Kristian ANDERSEN, Bård Martin TINNEN, Martin Severin SÆTREVİK, Anders GRØNNERØD, Lingdi WANG, Altus Intervention; Kerstin RUSSE, Shilei HU, Equinor**

A well with a malfunctioning tubing retrievable sub surface safety valve (TRSSSV) was shut in until a lock-out operation could be undertaken, one which would secure the valve in a fully open position, enabling subsequent intervention programs to be carried out and the well put safely back on production. The TRSSSV design utilized a flapper valve with a power spring mechanism which forces the valve to a normally closed position. Control to the flapper had been lost as the hydraulic communication had been cut off. Repeated attempts to lock open the valve using the conventional lock out tool were unsuccessful, with its flapper returning to the closed position over time.

The innovative solution presented in this paper was to engineer a simultaneously operated dual stroker electric line toolstring assembly, one leveraging several technology elements and executing several steps in a single run operation: (1) to position the work string correctly prior to engaging with the TRSSSV flow tube, (2) to operate the upper stroker to provide the axial force and stroke distance required to push the flow tube down to fully open the TRSSSV and hold it there until "locked", and (3) to simultaneously operate the lower stroker with expander adapter and dimple tool, to deform the valve flow tube and integral lock out sleeve when in a precise and predetermined position and in doing so permanently locking the valve in the open position. Carrying this out as a single trip operation would ensure the dimpling occurred only with the flow tube in the exact

усилий и расстояний для каждого ударного инструмента с целью обеспечения точного позиционирования на всех этапах операции таким образом, чтобы никакие незапланированные усилия не были приложены к клапану-отсекателю.

Работа выполнялась после тщательного проектирования перед ее началом и проведения проверочных испытаний. В режиме реального времени были применены и измерены требуемые усилия и длина хода верхнего ударного устройства для перевода клапана-отсекателя в открытое положение, а также необходимые усилия нижнего ударного устройства, предназначенного для приведения в действие деформирующего инструмента и осуществления деформации проточной трубки.

В рамках операции также был осуществлен спуск на электрическом кабеле очистительного инструмента и щетки для удаления возможных отложений. После успешной блокировки клапана был проведен диагностический каротаж, спущен сдвоенный пакер для установки извлекаемого скважинного клапана-отсекателя и скважина была запущена в эксплуатацию.

**Скважинная телеметрия с использованием ГНКТ позволила уменьшить время и неопределенность в ходе сложной операции по фрезерованию в глубоководных условиях**

**Серхио Рондон ФАХАРДО, Эдвард АДАМС, Хлоя УИЛЬЯМС, Schlumberger**

Наиболее распространенными операциями, выполняемыми с ГНКТ на побережье Луизианы, являются ловильные операции, промывка скважин и фрезерование. Целью такого рода операций является устранение препятствий в стволе скважины и обеспечение беспрепятственного прохода как закачиваемого, так и добываемого флюида. Иногда из-за специфики веса или длины аварийного оборудования стандартные ловильные операции не могут быть выполнены. В таких случаях необходимо подбурить и «наживить» аварийный инструмент с помощью ГНКТ перед проведением самих ловильных работ.

Учитывая предыдущий опыт в данной области, оператор хотел устранить общие неопределенности, которые существуют во время операций на ГНКТ, включая то, передается ли правильное усилие с поверхности, правильно ли функционирует КНБК и прикладывает ли скважинный двигатель правильную нагрузку на долото для успешного фрезерования.

В этой работе описывается, как система проведения скважинных измерений на ГНКТ в режиме реального времени позволила оптимизировать операцию, которая требовала подбуривания и «наживления» верхней части аварийного оборудования (застрявшей колонны ГНКТ), чтобы обеспечить проведение последующего вылавливания застрявшей колонны. Риски, связанные с фрезерованием аварийного оборудования внутри нагнетательной скважины с помощью ГНКТ в глубоководных условиях, побудили прибегнуть к помощи телеметрии на ГНКТ, которая способна обеспечить передачу в режиме реального времени внутрискважинных параметров для безопасной и эффективной эксплуатации фрезы.

required "valve open" position.

Individual communication & control and power sharing of both stokers was maintained throughout the operation using two surface computers in a master/slave configuration enabling a simultaneous coordinated operation. A NOGO sleeve was incorporated into the toolstring which aided precise depth correlation and space-out. Unhindered access for the subsequent intervention runs was ensured by using an eight arm multi-dimple device to prevent any ovalization of the flow tube during deformation. Force and distance limits for each stoker were set accordingly to ensure precise positioning during all phases of the operation such that no inadvertent forces would be applied to the TRSSSV.

The job was executed following thorough pre-job design and verification tests. The pre-determined stroke force and distance requirements of the upper stoker to shift the TRSSSV into the open position, and those required from the lower stoker to expand the dimple tool and deform the flow tube to the pre-requisite extent, were applied and measured in real time.

Some initial electric line runs were also carried out as part of the overall operation, namely a broach and a brush for cleaning possible scale accumulation. Following the successful lockout, the required diagnostic logging was completed, a straddle deployed to hold a wireline retrievable subsurface safety valve, and the well brought back into production.

**Downhole Coiled Tubing Telemetry Reduced Time and Uncertainty During a Challenging Deepwater Milling Operation**

**Sergio Rondon FAJARDO, Edward ADAMS, Chloe WILLIAMS, Schlumberger**

Fishing, cleanouts, and milling constitute the most common coiled tubing (CT) operations on the coast of Louisiana. The objective of the operations is to remove obstructions from a wellbore and to promote an unobstructed flow path for fluid, either for injection or production. Sometimes, due to the nature, weight, or length of the fish, a straight fishing operation cannot be performed. In these cases, dressing and baiting the fish with CT before a fishing attempt is necessary.

Considering previous experiences in the area, the operator wanted to remove common uncertainties that exist during CT operations including whether the correct force is transmitted from the surface, if the

Сочетание традиционных методов фрезерования и возможностей скважинной телеметрии в режиме реального времени позволило быстро реагировать и адаптироваться к фактическим скважинным условиям на протяжении всей операции.

## **Секция 7. ГЕРМЕТИЧНОСТЬ СКВАЖИН, ЛИКВИДАЦИЯ, ПОВТОРНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ И ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ**

### **Инновационное совместное решение для восстановления герметичности скважины в зоне проблемной компоновки заканчивания**

**Гордон МАККЕНЗИ, Алан МАКЛЕЛЛАНД, IPI Packers; Пол КАРРАГЕР, Джефф ФУЛКС, Дэвид МЕЙСОН, BiSN**

В системе заканчивания скважины этого клиента в Азиатско-Тихоокеанском регионе возникла проблема герметичности, в связи с чем эксплуатационный пакер, установленный в 1995 году, не герметизировал кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. Так как объект был старым, буровое основание было демонтировано, соответственно, потребовалось решение для работы через НКТ без использования буровой установки.

Разработанное и использованное инновационное решение заключалось в создании непроницаемого затрубного барьера непосредственно над нарушенным уплотнением эксплуатационного пакера через НКТ с использованием извлекаемой надувной мостовой пробки, спускаемой на электрическом кабеле и предназначенной для отвода потока флюида, вместе с герметизирующим сплавом на основе висмута, формируемым при помощи термитной смеси. Это уникальное решение предполагало разбуривание НКТ над эксплуатационным пакером с помощью системы на электрокабеле с целью формирования множества отверстий для обеспечения сообщения с кольцевым пространством; затем с помощью электрокабеля была установлена извлекаемая надувная мостовая пробка с удлиненной аварийной шейкой, при этом надувание пробки обеспечивалось скважинным флюидом. Частицы металлического сплава на основе висмута (в виде гранул) подавались через цементировочную желонку в пространство над надувной пробкой, которая направляла их в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной, где они под действием силы тяжести опускались на расчетную радиальную высоту в проблемную зону кольцевого пространства. После размещения в целевой зоне надувная мостовая пробка была извлечена с помощью проволоки. Затем для завершения процесса герметизации кольцевого пространства с помощью металлического сплава на основе висмута, позволяющего создать постоянный затрубный барьер, на электрическом кабеле был спущен нагревательный модуль с термитной смесью. После завершения этого этапа и подтверждения герметичности (прежде чем запускать скважину обратно в эксплуатацию) была спущена двухпакерная патч-система для герметизации пробуренных ранее отверстий,

bottomhole assembly (BHA) is functioning correctly, and if the downhole motor is applying the correct amount of weight on bit for successful milling.

This study describes how a real-time CT downhole measurement system optimized an intervention that required dressing and baiting the top of the fish (a stuck CT string) to enable the subsequent fishing operation. The risks involved with milling a fish inside an injector well with CT in deepwater conditions motivated the use of CT telemetry capable of providing real-time downhole parameters to operate the mill both safely and efficiently.

The combination of conventional milling techniques and real-time downhole measurement capabilities enabled rapid response and adjustments to the actual downhole conditions throughout the operation, as the combination system developed and confirmed the tubing force module simulation.

## **Session 7. WELL INTEGRITY, ABANDONMENT, RECOMPLETIONS, AND REMEDIATION SOLUTIONS**

### **Innovative and Collaborative Well Intervention Solution Restores Well Integrity to Compromised Completion**

**Gordon MACKENZIE, Alan McLELLAND, IPI Packers; Paul CARRAGHER, Jeff FULKS, David MASON, BiSN**

This Asia Pacific client's completion system had an integrity issue whereby the production packer installed in 1995 was not sealing the tubing to casing annulus. Being an older facility, the drilling substructure had previously been removed and a solution to restore production integrity using non-rig assist through tubing intervention technologies was required.

The innovative solution developed and employed was to create an impermeable annular barrier directly above the compromised production packer seal, through the in-situ completion tubing utilizing an electric wireline set inflatable retrievable bridge plug system, for diversion, along with a bismuth-based metal-to-metal sealing alloy actuated by means of a thermite heater. This unique solution included drilling the tubing above the production packer with an e-line deployed system to provide multiple communication ports to the annulus, an e-line set inflatable retrievable bridge with a modified, extended fish neck was then

обеспечивавших связь с кольцевым пространством.

Настоящая работа как раз и посвящена данной операции, проведенной без применения буровой установки в июле 2021 года. В ней подробно описывается процесс разработки, установки и извлечения мостовых пробок, а также разработка, проектирование и установка герметизирующей пробки из металлического сплава на основе висмута, которая позволила успешно осуществить ремонт скважины и передать ее для введения в эксплуатацию в полностью герметичном состоянии.

### **Проблема извлечения застрявшей ГНКТ без обратного клапана в скважине с высоким давлением: пример из Аргентины**

**Матиас ВЕКЬЕТТИ, Белен Ди БЕНЕДЕТТО, Рауль Мигель КРАСУК, Vista Oil & Gas; Хуан Мартин МИРАНДЕ, Эрнесто Франко ДЕЛЬГАДО, Сантьяго ТРУХИЛЬО, Джованни ПАЛОМБИЦИО, Феликс ЯН, Нестор КАРРЕНО, Schlumberger**

В этой работе описывается опыт, полученный на этапе заканчивания нетрадиционной скважины в Аргентине. На скважине осуществлялось разбуривание пробок с помощью ГНКТ. В статье описаны действия поставщика услуг ГНКТ по извлечению застрявшей колонны, обеспечению герметичности и восстановлению скважины.

Был проведен анализ потенциальных решений инженерными командами поставщика услуг ГНКТ на локальном уровне и на уровне штаб-квартиры, а также местными сервисными специалистами. После застревания колонны ГНКТ и неудачных попыток ее извлечения пришлось резать трубу, что привело к нарушению герметичного барьера внутри ГНКТ. Прежде чем приступить к процессу извлечения ГНКТ, необходимо было восстановить контроль над скважиной. Сначала была проанализирована возможность механической заглушки трубы, однако пришли к выводу, что механические пробки не являются наилучшим решением ввиду сложностей с логистикой и длительным временем поставки. Далее команда специалистов изучила возможность применения химических растворов, в частности, рассматривался вариант цементной пробки, однако и он был отклонен ввиду тенденции к отложению в горизонтальном стволе скважины; наконец в качестве оптимального решения для формирования пробки внутри ГНКТ была выбрана высоковязкая смола, которая быстро твердеет, что и стало фактором успеха для безопасного извлечения ГНКТ.

Аргентинская скважина была закончена 57 этапами ГРП, которые были изолированы 56 растворимыми пробками, установленными на протяжении 3000 м горизонтального ствола. После удаления всех пробок в горизонтальном участке вплоть до забойной глубины производилось извлечение ГНКТ с осуществлением шаблонировки ствола скважины, когда и произошел прихват колонны. После нескольких неудачных попыток освободить трубу было принято решение обрезать колонну ГНКТ на поверхности, чтобы потом спустить на кабеле режущий инструмент и выполнить резку в скважине.

На верхней части инжекторной головки был смонтирован кабель и выполнен спуск перфоратора НКТ на 3 метра ниже глубины резания. Затем была выполнена

set utilizing wellbore fluid as the inflation medium. The bismuth alloy metal sealing particulate (pellets) were positioned via a dump bailer above the inflatable plug which directed them to the tubing / casing annulus to gravitate to their position and calculated radial height within the compromised annulus. Once positioned the inflatable bridge plug was retrieved via slickline. An e-line conveyed thermite-based heater module was then deployed to complete the process of forming the bismuth-based alloy seal allowing for a permanent annular barrier to be created. Once accomplished and integrity confirmed a straddle/patch system was run to re-seal the tubing / casing annulus drilled holes, prior to the well-being returned to production.

This paper will focus on this rigless intervention operation conducted in July 2021 as it relates primarily to the engineering and installation and retrieval of the bridge plugs and the development, engineering, and installation of the bismuth-based metal to metal sealing alloy, allowing repair to be completed and the well handed over in a position of full integrity.

### **The Challenges to Retrieve a Stuck Coiled-Tubing Pipe Without Downhole Check Valves in a High-Pressure Well: A Case Study from Argentina**

**Matias VECHIETTI, Belen Di BENEDETTO, Raul Miguel KRASUK, Vista Oil & Gas; Juan Martin MIRANDE, Ernesto Franco DELGADO, Santiago TRUJILLO, Giovanni PALOMBIZIO, Felix JAHN, Nestor CARRENO, Schlumberger**

This paper describes the lessons learned during the completion phase of an unconventional well in Argentina. Where a coiled tubing was used to perform a plug drill out campaign. The article describes the procedure of how the CT service provider followed to release a stuck pipe, the well barrier regains and its recovery.

The potential solutions were analyzed by the engineering teams from both CT service provider at local and headquarter levels and the local vendors. The fact of cutting the pipe after getting stuck and unsuccessful retrieval attempts result on losing the well control barriers inside the CT pipe. There was a need to regain the well control before proceeding with the retrieval process. The use of a mechanical agents to plug the pipe was assessed, it was considered internal mechanical plugs that due to logistics will result in excessive times. Therefore, the team looked into the chemical solutions, and

вторая СПО на кабеле и спущена на глубину 3900 метров химическая фреза для высвобождения прихваченной ГНКТ.

После подтверждения освобождения ГНКТ сервисная компания, которая должна была устанавливать смоляную пробку, приступила к монтажу линий высокого давления на головку инжектора. Затем производилась закачка 6,7 барреля смолы со скоростью 1,5 барреля в минуту с последующим ее вытеснением 5 баррелями геля и 30 баррелями воды, в результате чего нижняя граница пробки была установлена на 500 метров выше нового конца ГНКТ. После затвердения пробки была проведена опрессовка под давлением до 8000 psi в течение 30 минут с последующим испытанием на приток в течение 6 часов. После успешного завершения обоих испытаний было проведено извлечение ГНКТ.

В работе описывается процесс подготовки и закачки смоляной пробки без предварительного опыта проведения таких работ в нашей организации на глобальном уровне. Такого рода операции могут помочь восстановить контроль за скважинами, в которых произошел прихват ГНКТ и после обрезания трубы в них отсутствует предохранительный клапан.

**Проведение геофизических исследований скважины на предмет целостности и герметичности цемента и обсадной колонны параллельно с проведением иных внутрискважинных работ в целях достижения максимальной эффективности операций**

**Эндрю ХОТОРН, Роджер ШТАЙНСИК, Шайла РАХМАН, Baker Hughes**

Традиционно проведение каротажа обсадной колонны и цемента играло решающую роль в успешности проведения внутрискважинных операций. Понимание состояния обсадной колонны (изношена она или корродирована) и материала в кольцевом пространстве за обсадной колонной (например, качество цемента, наличие флюида, отложения барита или даже наличие газа) непосредственно влияют на успех и безопасность проведения внутрискважинных операций. Ранее такую информацию можно было получить только с инструментов, спускаемых на кабеле, в результате чего другие операции с использованием буровой установки приходилось останавливать, чтобы провести каротаж. По мере усложнения конструкции скважин, увеличения их угла отхода от вертикали и углубления время, необходимое для получения таких данных, может стать ограничительным фактором с экономической точкой зрения.

В этой работе будет представлен и описан инструмент для оценки состояния обсадной колонны и цемента, доставляемый на бурильных трубах, который может использоваться параллельно с другими работами в скважине в целях повышения эффективности работ и операций по тампонированию и ликвидации непродуктивных горизонтов. Технология обеспечивает многократное получение этих данных, что позволяет наиболее эффективным образом использовать буровую установку без необходимости закладывать дополнительное

cement plug was also visualized but discarded due to tendency of laying down in the horizontal section of the wellbore; Finally, a high viscous resin that is fast setting time was evaluated as the optimal solution to set a plug inside the CT, which was the key to success on the safe retrieval operation.

The Argentinian well was completed with 57 stages isolated by 56 dissolvable plugs over 3000 m of the horizontal section. After removing all the plugs in the horizontal section down to total depth. CT pipe was being retrieved to surface performing the final wiper trip, when it got stuck. After several unsuccessful release attempts. The decision was to cut the CT pipe at surface to allow the wireline to perform the downhole cutting.

Wireline (WL) rigged up on top of the injector head and performed a tubing puncher run, 3 m below the cutting depth. Then, WL perform a second run at the free point, at a depth of 3900 m, deploying a chemical cutter to release the CT pipe.

Once the CT pipe was confirmed free, the resin service company, proceed to install their high-pressure lines in the top of the injector head and proceed to pump 6.7 bbls of resin at a pump rate of 1.5 bpm, displacing it with 5 bbls of gel and 30 bbls of water leaving the bottom of the plug 500 m above of the new CT end. After the thickening time, a pressure test of the plug was done up to 8000 psi for 30 minutes followed by an inflow test of 6 hours, after the successful completion of both, the retrieval of the CT pipe was followed.

This project describes the design and execution process of pumping a resin plug, without previous experience within our organization at global basis, that is suitable to regain well control on CT pipes that lost the downhole safety valves after being cut due to a stuck condition.

**Logging Cement and Casing Integrity in Parallel with Wellbore Intervention to Maximize Efficiency of Operations**

**Andrew HAWTHORN, Roger STEINSIEK, Shaela RAHMAN, Baker Hughes**

Conventionally casing and cement evaluation logging has played a critical part in the success of well intervention operations. Understanding the condition of the casing, whether it is worn or corroded, and the material in the annulus behind the casing, such as cement quality, whether there is fluid, settled barite or even gas directly play into the success or otherwise and also the safety of these operations. Historically this information

время в график ее работы. Практические примеры покажут, как эта технология позволила операторам повысить эффективность, сократить время нахождения буровой установки на скважине, уменьшить количество необходимого персонала, повысить безопасность операций и снизить риск простоев.

### **Устранение забивания противопесчаного фильтра с помощью инновационного решения, позволяющего создать высокоплотную сеть отверстий**

**Пьер ФУШЕ, Ананд РАГХАВАН, Тодор ШЕЙРЕТОВ, Дэвид ЭНГЕЛЬ, Кристофер БАБИН, Джош ВУРЦ, Schlumberger; Хейден МЕЛВИН, Франсиско ГАРЗОН, BP**

В глубоководных скважинах Мексиканского залива для заканчивания обычно используется гравийная набивка, оборудованная противопесчаным фильтром. Со временем мелкие частицы и асфальтены забивают фильтры в компоновке заканчивания, что негативно сказывается на дебите скважины. Для устранения проблемы забивания фильтра в концентрической базовой трубе внутри фильтра создается сеть отверстий. В результате появляется возможность циркуляции потока, что позволяет путем промывки под давлением или закачки стимулирующего флюида осуществить очистку фильтра. Сочетание этих операций приводит к восстановлению продуктивности скважины.

При традиционном способе выполнения данных работ отверстия прорезаются по одному, при этом режущее лезвие вращается в горизонтальной плоскости. Для формирования достаточного потока данная операция повторяется примерно сто раз, чтобы распределить отверстия по всему целевому участку фильтра. Всего такая операция может занять до 14 дней, включая время резки в скважине, а также все СПО для замены режущих лезвий.

В ходе резки лезвия лишь незначительно выступают за пределы базовой трубы, чтобы не повредить саму сетку фильтра. Сетка установлена на стойках, соответственно, между трубой и сеткой есть зазор. Таким образом, лезвия не могут ее повредить.

### **Щадящая технология ликвидации сложных скважин без использования буровой установки**

**Луиза ДАХМАНИ, Ламбертус Каролус ДЖОПШЕ, Винсент ДЕKKЕР, Baker Hughes**

В настоящем докладе описывается экономически эффективная методика ликвидации сложных наземных скважин без использования буровой установки.

- Наземные скважины могут быть пробурены вблизи жилых кварталов, соответственно, необходимо тщательно анализировать и контролировать множество нетехнических рисков, чтобы у компании не отозвали лицензию на эксплуатацию.
- Важно выбрать на 100% электрическую установку по тампонированию без использования буровой вышки, чтобы уменьшить выбросы, запахи и шум.

has only been available from wireline conveyed tools, as a consequence of this other rig operations then have to stop to allow the wireline logging. As wells become more complex, more deviated and deeper, then the time required to obtain this data can become an economic constraint.

This paper will introduce a drillpipe conveyed casing and cement evaluation tool that can be deployed in parallel with other runs in the well to improve the efficiency of well intervention and plug and abandonment operations. This also allows multiple times when this data can be obtained to best fit the rig operations without adding extra time to the rig schedule. Case histories will demonstrate how operators improved efficiency, reduced rigtime and personnel on board, improved the safety of operations and reduced the risk of non-productive time by the application of this new technology.

### **Sand Control Screen Clogging Remediation with Innovative High-Density Slot Machining Solution**

**Pierre FOUCHER, Anand RAGHAVAN, Todor SHEIRETOV, David ENGEL, Christopher BABIN, Josh WURTZ, Schlumberger; Hayden MELVIN, Francisco GARZON, BP**

A gravel pack equipped with sand screen completion is commonly used in deepwater Gulf of Mexico. Over time, fines migration and asphaltenes clog the screens of the completion, which negatively affects the well production. In order to remediate the damage, openings are created in the concentric base pipe inside the screen. This process creates a flow path that allows for cleaning of debris from the screens through jetting and bull heading of stimulation fluids. The combination of these operations restores the productivity of the well.

In the conventional method, the cuts are machined one at a time with a blade spinning in the horizontal plane. To achieve sufficient flow area, this step is repeated approximately hundred times to distribute the cuts along the target screen interval. Such an operation can require up to 14 days including the downhole cutting time as well as trips in and out of the well to replace the blades.

The blades protrude only slightly from the base pipe to avoid damaging the screen. The screens are separated from the base pipe with standoff to maintain a constant clearance. Thus, the blades cannot damage the screen.

### **A Low Impact Rigless Well Abandonment Solution for Complex Wells**

- Было обеспечено управление и выполнение сложного объема работ с использованием такой установки на более чем 60 скважинах в течение трех лет.

В настоящей работе рассматриваются решения и технологии, выбранные и реализованные командой управления проектом в сотрудничестве с оператором скважин в целях успешного и экономически эффективного запуска и реализации проекта по ликвидации непродуктивных участков скважин.

- Это была реализация первого полностью интегрированного проекта по ликвидации скважин в Нидерландах, включая сервисные работы по установке цементных мостов с последующей ликвидацией, проведение ремонта на скважинах под давлением, логистику и подготовку площадки.
- Стояла задача обеспечить полное соблюдение строгих норм местного законодательства в области добычи полезных ископаемых и охраны окружающей среды.
- Была использована произведенная на заказ установка для тампонирувания, которая позволила выполнить комплекс сложных работ.
- Были выбраны соответствующие внутрискважинные решения и технологии, позволяющие выполнить поставленные задачи без монтажа буровой установки. Проект предполагал работу на более чем 60 скважинах, расположенных на 23 различных береговых участках и пробуренных в течение 50 лет. Учитывая объем работ и необходимость соблюдения многочисленных мер предосторожности для контроля за нетехническими рисками, было выбрано решение, позволяющее провести ликвидацию непродуктивных участков скважин без монтажа буровой установки.
- Модульная, высокопроизводительная установка тампонирувания без буровой вышки в сочетании с определенными внутрискважинными технологиями стала полноценным решением для простых и сложных скважин.
- На 100% электрическая установка позволила снизить уровень выбросов, запаха и шума. Это была первая у данного оператора электрифицированная установка по тампонируванию, работающая от обычной электросети. Все оборудование на буровой площадке работало на электричестве (установка для работы на скважине под давлением, насосы для бурового раствора/цемента и вспомогательное оборудование) с целью снижения выбросов, запаха и шума.
- Надлежащее управление и инженерное сопровождение проекта является залогом эффективного планирования и тесного сотрудничества с проектной командой оператора скважины.
- Тесное сотрудничество между партнерами позволяет задействовать специалистов разного профиля, сократить количество персонала на площадке, что экономит дополнительные средства.
- Эффективность и результативность работ повышаются за счет проведения комплексного анализа результатов выполненных работ и быстрого обучения и накопления опыта.
- В рамках проекта были успешно проведены комплексные работы по тампонируванию и ликвидации скважин, а также восстановлению герметичности цемента в кольцевом пространстве ряда сложных

### **Louisa DAHMANI, Lambertus Carolus JOPPE, Vincent DEKKER, Baker Hughes**

Discuss a cost-effective rigless methodology to abandon complex onshore wells.

- Onshore wells can be near housing, and multiple non-technical risks (NTR) need to be carefully managed to keep the license to operate.
- Select a 100% electric rigless plug and abandonment (P&A) unit to reduce emissions, smell, and noise contour.
- Manage and execute a complex P&A scope of work of 60+ wells in three years. This paper studies the solutions selected and implemented by the project management team in collaboration with the well operator for a successful start-up and cost-effective well abandonment project.
- Implement the first fully integrated well abandonment project solution for onshore P&A in the Netherlands including well P&A services, hydraulic workover (HWO), logistics, and site preparation.
- Ensure full compliance with the stringent local mining and environmental regulations.
- Select a bespoke P&A unit to provide a robust solution for complex P&A work.
- Select downhole services and technologies to successfully execute a complex, rigless P&A work scope. The project encompasses over 60 wells on 23 different onshore locations drilled over a 50 year period. The known scope of work and requirements of multiple contingencies while managing NTRs resulted in the selection of a rigless well abandonment solution.
- A modular, highly capable rigless well abandonment unit in combination with enabling downhole technologies provides a total solution for simple and complex wells.
- A 100-percent electrically powered P&A unit reduces emissions, smell, and noise contour. This was the first electrified P&A unit in the history of the operator running on grid power. All well site equipment is electrically powered (HWO P&A Unit, Mud/Cement Pumps, and ancillary equipment) to reduce emissions, smell, and noise contour.
- Project management and engineering is key to ensuring efficient planning and close collaboration with the well operator's project team.
- Collaboration between partners enables multi-skilling and reduction of POB to save additional costs.
- Improve efficiencies and execution

- скважин (перфорация, промывка и цементирование, фрезерование участков, перфорация, циркуляция и цементирование).
- За два года работы завершены на более чем 40 скважинах, а проект продолжается и по сей день.
  - Это первый полностью интегрированный проект по тампонированию скважин, который включает в себя полное управление проектом, надзор за площадкой, комбинирование различных сервисов и оборудования, а также активное вовлечение сторонних подрядчиков (услуги по проведению операций на скважинах под давлением, логистика и другие сторонние услуги).
  - Применение 100%-й электрической установки тампонирования позволило снизить выбросы, запах и шум, обеспечив чистое сокращение выбросов CO<sub>2</sub>.

### **Использование ГНКТ для ликвидации непродуктивных интервалов и проведения перфораций без использования буровой установки**

**Сантьяго ХАССИГ, Кристина ВИЛЛАКРЕС, Дэвид ФЛОР, Диего КИНАТОА, Кристиан ДЖИОЛ, Джессика ПАКЧА, Лисбет ВИЛЬЯРУЭЛЬ, Хесус АПОНТЕ, Марсия БЕНАВИДЕС, Давид ДЕЛЪГАДО, Сантьяго ЕПЕС, Эрик ГОМЕС, Дарвин СЕГУРА, Аугусто УАКА, Хорхе ТОРРЕС, Ромуло ДИАС, Schlumberger**

Поскольку многие нефтяные месторождения находятся на поздних стадиях эксплуатации, нежелательные водопроявления начинают негативно влиять на коэффициент нефтеотдачи. В таких условиях операторы могут продлить срок эксплуатации скважины путем тампонирования и ликвидации недостаточно продуктивных интервалов и проведения перфорации в новом пласте. В Эквадоре такие работы традиционно проводятся на кабеле или НКТ. В данной работе представлен альтернативный способ проведения этих операций с использованием усовершенствованной ГНКТ; технология не предполагает использования буровой установки и позволяет получать данные из скважины в режиме реального времени и, соответственно, осуществлять оптимизацию операции по ходу ее реализации.

Новая технология предполагает доставку необходимого оборудования в скважину на ГНКТ и не требует использования иных методов доставки. С помощью ГНКТ осуществляется четыре вида работ в рамках перевода скважины на вышележащий интервал: установка 7-дюймовой чугунной мостовой пробки, закачка маловязкого цементного раствора для формирования мостовой пробки, моделирование динамики скважины во время закачки азота с целью создания необходимой депрессии для перфорации, а также проведение перфорации с использованием 4,5-дюймового перфоратора с 40-футовой баллистической полезной нагрузкой.

Скважинная телеметрия позволяет получать в режиме реального времени критически важную информацию, включая уровни флюида, точное размещение оборудования и контроль глубины, подтверждение установки мостовой пробки, параметры депрессии, активацию и детонацию перфорационной головки и

through extensive after-action reviews and learning curves.

- Successfully execute complex P&A work and re-establish annular cement integrity on multiple complex wells (perforate, wash and cement, section milling, perf, circulate and cement)
- More than 40 wells completed in two years, and operations continue today.
- This is the first fully integrated well abandonment approach that includes full project management, well-site supervision, cross-product services, and extensive third-party management (HWO, logistics, and other third-party service companies).
- A 100% electric P&A unit reduces emissions, smell, and noise contour, delivering a net reduction of CO<sub>2</sub> through electrification.

### **Leveraging Coiled Tubing Conveyance in an Integrated and Rigless Abandonment and Perforation Workflow**

**Santiago HASSIG, Cristina VILLACRES, David FLOR, Diego QUINATO, Cristian GIOL, Jessica PACCHA, Lisbet VILLAROEL, Jesus APONTE, Marcia BENAVIDES, David DELGADO, Santiago YEPEZ, Erik GOMEZ, Darwin SEGURA, Augusto HUACA, Jorge TORRES, Romulo DIAZ, Schlumberger**

As oil fields approach maturity, unwanted water production often starts negatively affecting oil recovery. Under these circumstances, operators may extend the well's useful life by plugging and abandoning (P&A) underperforming intervals and perforating a new formation. In Ecuador, this workflow is traditionally completed with wireline or tubing-conveyed perforating. An alternative method using enhanced coiled tubing (CT) is presented here; it enables a rigless and efficient workflow that leverages real-time downhole data for on-the-fly optimization.

The new workflow relies on CT-conveyed technologies without requiring any additional conveyance methods. CT delivered four different services to initiate the abandonment by anchoring a 7-in. cast-iron bridge plug, complete the abandonment with a low-viscosity cement plug, simulate wellbore dynamics during nitrogen pumping to generate the required underbalance conditions for perforating, and perforate with a 40-ft ballistic payload of 4 1/2-in. guns.

Coupled with real-time downhole telemetry, the enhanced CT workflow provided critical downhole conditions,

мониторинг притока после перфорации.

По сравнению с традиционными методами технология с применением ГНКТ имеет ряд преимуществ при ликвидации непродуктивных интервалов и переводе скважины на вышележащие интервалы с проведением перфорации. Среди таких преимуществ можно назвать отсутствие необходимости привлечения буровой установки, соответственно, сокращение затрат на нее, сокращение времени проведения операции на 13%, а также потенциальное сокращение занимаемой оборудованной площади и количества требуемого персонала на площадке на 95 и 70% соответственно. Отсутствие буровой установки снижает воздействие на окружающую среду и количество требуемого персонала (т. е. снижает риски). Данная технология также дает возможность увеличить охват и эффективность работ в горизонтальных скважинах, обеспечивает возможность перфорации на депрессии и получение внутрискважинных данных в режиме реального времени. Эти данные позволяют усовершенствовать традиционный процесс ликвидации непродуктивных горизонтов и значительно повысить его эффективность. Во-первых, такие данные позволяют отслеживать ключевые скважинные параметры, которые помогают гарантировать надежную работу любого инструмента и сервиса. Во-вторых, они проливают свет на фактические скважинные условия на протяжении всей операции, в результате чего оператор и полевые бригады могут принимать решения по ходу работ и обеспечивать безопасность и оптимальные параметры проведения внутрискважинной операции. Это могут быть такие решения, как корректировка параметров обработки или расширение объема внутрискважинных работ за счет изменения объемов прокачки через ГНКТ для максимального увеличения производительности скважины и достижения или перевыполнения целей, поставленных оператором.

Инновационное сочетание телеметрии в режиме реального времени с технологиями ликвидации непродуктивных горизонтов и перфорации позволило существенно повысить операционную эффективность работ и обеспечить возможность их проведения в более протяженных стволах, в том числе благодаря количеству и качеству данных, зарегистрированных в ходе проведения операции. Рассматриваемый нами пример также является первым задокументированным случаем проведения перфорации с использованием 4,5-дюймового перфоратора при поддержке оптоволоконной внутрискважинной телеметрии в режиме реального времени. Кроме того, комплексное технологическое решение без использования буровой установки дает операторам возможность высвободить парк оборудования для КРС для работы на других объектах.

**Окончание в следующем номере журнала  
«Время колдобинга. Время ГРП».**

including fluid levels, accurate depth placement and control, bridge plug setting confirmation, underbalance conditions, perforating head activation and detonation, and post-perforation inflow monitoring.

Compared with traditional methods, the workflow with enhanced CT introduces several benefits toward completing P&A of old intervals and perforation of new ones. These benefits include enabling a rigless workover, eliminating the need and cost of a workover rig, reducing operational duration by 13%, and potentially reducing asset footprint and field crews by 95% and 70%, respectively. Elimination of a workover rig reduces environmental impact and the number of personnel on location (i.e., risk). The workflow also extends both reach and efficiency of the service in horizontal wells, enables underbalanced perforation, and delivers actionable real-time downhole data. These data elevate traditional P&A workflows and create a step change in efficiency. First, they allow tracking key downhole parameters that help guarantee a reliable operation of each of the tools and services. Second, they shed insights as to the actual downhole conditions throughout the intervention to enable the operator and the field crews to make on-the-fly decisions to deliver a safe and optimal service. Those decisions may include fine-tuning the prescribed treatment or extending the scope of the intervention by leveraging the CT's pump-through capabilities to maximize well performance and meet, or exceed, the operator's objectives.

The innovative combination of real-time telemetry with abandonment and perforating technologies proved a step change in operational efficiency and range, fueled by the quantity and quality of data recorded during the operation. This case study also marks the first documented perforation with 4 1/2-in. guns with fiber optic real-time downhole telemetry. Furthermore, the integrated, rigless solution provides operators with an opportunity to extend their workover activity pipeline and free up their workover fleet for other activities.

**Ending in the next issue of  
“Coiled Tubing Times” journal.**



**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

# У нас идет комплексное развитие по всему нефтесервисному рынку

## We Are Developing Comprehensively Across the Whole Oil and Gas Market

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает О.В. Воин, руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга».

Беседа состоялась в кулуарах 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

О.В. Воин родился 19 мая 1976 года в р.п. Ровное Саратовской обл. Окончил в 1998 году геологический факультет Саратовского государственного университета с отличием. В 2005 году получил специальность «финансы и кредит» МГСУ с отличием. Работал геологом ЗСФ ООО «БКЕ», главным геологом ТОО «Фрак Джет» в Актау, директором актюбинского филиала ТОО «Фрак Джет». В настоящее время – руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга». Специалист в области колтюбинговых технологий, бурения скважин, КРС, ГРП, интенсификации притока, освоения нефтяных и газовых скважин. Отвечал за запуск и руководство проектами бурения в Актау, бурения на ГНКТ в Оренбурге, проекта ГРП в Актюбинске, запуск филиалов в Астрахани, Актюбинске, Нижневартовске. Разработал, запатентовал и внедрил несколько патентов.



Oleg Voin was born on May 19, 1976 in Rovnoe, Saratov Oblast. Holds a degree in Geology with distinction from Saratov State University. In 2005, got a degree with distinction from Moscow State Construction University majoring in Finances. His experience included working with BKE Drilling Company as a Geologist, then with TOO FracJet in Aktau, Kazakhstan, as a Chief Geologist going all his way to become the Director of TOO FracJet in Aktobe, Kazakhstan. He has launched and managed drilling projects in Aktau, a coiled tubing drilling project in Orenburg, and a hydraulic fracturing project in Aktobe. Voin has set up FJV branches in Astrakhan, Nizhnevartovsk (Russia) and Aktobe (Kazakhstan). Developed, registered and implemented a number of patents. Today, Oleg Voin is the Head of Research & Engineering Center with FracJet-Volga LLC, an expert in coiled tubing technologies, drilling, well workover, hydraulic fracturing, and stimulation of oil and gas wells.

**«Время колтюбинга. Время ГРП»: Олег Викторович, каковы основные направления деятельности Вашей компании?**

**Олег Воин:** «ФракДжет-Волга» позиционируется в основном как колтюбинговая компания. Это одно из важнейших наших направлений. С некоторых пор у нас очень активно развивается также направление ГРП. И наше не самое любимое направление – КРС – мы тоже активно развиваем. Еще в нашем арсенале имеется очистка (освоение) скважин. Естественно на рынке бурения мы тоже представлены. Можно сказать, что у нас идет комплексное развитие по всему нефтесервисному рынку. Раньше под нашим крылом был ряд компаний, которые в настоящее время выделились и работают не только в нефтесервисе, но и таких сегментах, как строительство зданий (школ, поликлиник и др.), обустройство месторождений, строительство нефтепроводов, газопроводов и дорог. Эти наши «дочки» выведены в отдельные предприятия, чтобы была понятна рентабельность

**Coiled Tubing Times: Oleg, what are the key business lines of your company?**

**Oleg Voin:** FracJet-Volga is primarily a coiled tubing servicing company. It has always been and remains the leading segment of our operations. Apart from that, we have been rapidly developing hydraulic fracturing and well workover, though the latter can hardly be named our favorite. Our professional portfolio also comprises well cleanout, and of course, well drilling. I would not be an exaggeration to say that we are developing comprehensively across the whole oil and gas market. FJV Group today incorporates a number of companies rendering oil and gas services, building schools, hospitals and other public amenities, as well as constructing oilfield facilities, oil and gas pipelines, and roads. These companies used to be branches of FracJet-Volga though today they operate as independent entities, which ensures transparency and makes it easier to calculate profitability. A jewel in

их производства. Также мы стали развивать машиностроение. Одна из наших «дочек» хорошо известна читателям Вашего журнала – это ООО «Энгельспецтрубмаш» (ЭСТМ), которое специализируется на производстве ГНКТ. ООО «Нефтегазстандарт», тоже наше дочернее предприятие, производит оборудование и металлоконструкции для нас. Продукция этого предприятия – емкостное оборудование, оборудование для КРС, оборудование для приготовления растворов, сепарационные установки. Мы намерены и впредь развивать направление машиностроения. Еще одна наша «дочка» – ООО «ФракДжет-Тулз» специализируется на производстве внутрискважинного оборудования. В основном продукция завода составляет оснастку для заканчивания скважин и различные оснастки хвостовиков (цементируемых и нецементируемых). Завод производит и различное сложное внутрискважинное оборудование, в том числе для производства работ по бурению на ГНКТ. Мы сейчас активно движемся в этом направлении.

**ВК: Расскажите о наиболее значимых проектах, которые находятся в Вашем ведении.**

**О.В.:** Я веду несколько проектов. Самый крупный из них – бурение на ГНКТ. Мы долго шли к этому проекту и в этом году его запустили. Так получилось, ▶

**Мы начинали бурить на ГНКТ отечественного производства (ЭСТМ) диаметром 73,0 мм, сейчас работаем на 66,7 мм.**

**We drill with Russian coiled tubing manufactured by ESTM LLC. Initially, we used 2-7/8" (73.0 mm) OD tubes, and then we have switched to 2-5/8" (66.7 mm).**

our collection is ESTM LLC – a company that must be well known to your readers, the first Russian manufacturer of coiled tubing strings. Yet another valued member of our group is Neftegazstandart LLC that makes metal structures for various applications including tanks and reservoirs, workover equipment, mixing and separation units. We are planning to invest further into the machine building sector. A recent addition to our family is FracJet-Tools LLC that focuses on manufacturing downhole tools ranging from well completion to liner tools (both cemented and uncemented liners). Also, the FJT plant makes complex well intervention tools including the much-needed equipment for coiled tubing drilling – a recent advance in our company history.

**CTT: Could you please expand on the most significant projects you are managing today?**

**O.V.:** I am in charge of a number of projects with the largest one being the coiled tubing drilling (CT drilling). It has been a long and thorny path, but we have made it this year. We had to develop almost all of the equipment from scratch. ▶



**Олег Воин и профессор Михаил Гельфгат**

что нам пришлось практически полностью самим разрабатывать все оборудование, потому что в сроки, отведенные заказчиком, мы не могли найти на рынке оборудование, которое нам было необходимо. Поэтому, начиная от разработки чертежей и до стадии изготовления в металле, мы большую часть оборудования создавали сами.

**ВК: ГНКТ какого диаметра Вы используете в этом проекте?**

**О.В.:** Мы начинали бурить на ГНКТ отечественного производства (ЭСТМ) диаметром 73,0 мм, сейчас работаем на 66,7 мм. Долота и двигатели нам предоставляют сервисники. Все остальное оборудование мы разработали и произвели сами.

**ВК: Какой канал связи используется в инклинометре: гидравлический или электрический?**

**О.В.:** Канал связи у нас электрический. ГНКТ с кабелем, сигнал передается на поверхность, мы считываем гамма-каротаж, зенит, азимут, угол визирования в режиме реального времени.

**ВК: Как бы Вы охарактеризовали нынешнюю ситуацию на рынке нефтесервисного оборудования и услуг?**

**О.В.:** Ситуация на рынке сложная. В последнее время потребительские цены выросли минимум на 20–30%, и, чтобы удержать рабочие коллективы, необходимо повышать зарплаты. При этом расценки на работы заказчик повышать не хочет. Соответственно, подрядчик сталкивается с тем, что должен за счет чего-то экономить, чтобы увеличить зарплаты персоналу. Дает о себе знать и инфляция: если ты покупаешь какое-то оборудование у стороннего производителя, то он вкладывает в стоимость инфляционные ожидания. Учитывая все это, очень тяжело бывает без повышения расценок выполнить контрактные обязательства перед заказчиками. Заказчик же, в свою очередь, повышать расценки не стремится. И это первая сложность, которая сейчас на рынке наблюдается. Поэтому многие компании становятся неэффективны. Крупные компании пытаются пройти эти сложности за счет перераспределения прибыли и снижения накладных расходов. Мелкие игроки, по всей вероятности, будут уходить с рынка, так как у них нет возможности оптимизироваться.

**ВК: Можно ли в таких условиях с оптимизмом смотреть в будущее?**

**О.В.:** Я оптимист. Нужно работать и двигаться вперед.

**ВК: Можно ли сказать, что происходит падение нефтесервисного рынка?**

**О.В.:** Происходит трансформация рынка. С одной стороны, у заказчика есть объемы работ по низкой цене. С другой стороны, есть подрядчик,

Канал связи у нас электрический. ГНКТ с кабелем, сигнал передается на поверхность, мы считываем гамма-каротаж, зенит, азимут, угол визирования в режиме реального времени.

Electric. We run the survey tool on coiled tubing with wireline installed, and the signal is transmitted to the surface where we analyze the GR, inclination, and the angle of sight in real time.

Мелкие игроки, по всей вероятности, будут уходить с рынка, так как у них нет возможности оптимизироваться.

Smaller companies are likely to leave the market as their chances to optimize are limited.

Therefore, from the drawings to the manufacturing, we made most of the tools ourselves.

**CTT: What is the coiled tubing diameter used in this project?**

**O.V.:** We drill with Russian coiled tubing manufactured by ESTM LLC. Initially, we used 2-7/8" (73.0 mm) OD tubes, and then we have switched to 2-5/8" (66.7 mm). It is the servicing companies that provide the drill bits and engines, while the rest of the equipment has been designed and made in-house.

**CTT: Do you use hydraulic or electric survey tools?**

**O.V.:** Electric. We run the survey tool on coiled tubing with wireline installed, and the signal is transmitted to the surface

where we analyze the GR, inclination, and the angle of sight in real time.

**CTT: How would you describe the current situation on the oilfield service equipment and services market?**

**O.V.:** It must be said that it is challenging. The consumer prices have increased by 20–30%, and we are compelled to increase the wages to retain the personnel. At the same time, customers are reluctant to raise prices, and thus the contractor is forced to restructure the expenses, in other words, to economize to be able to keep the people. And inflation is not to be factored out: when we buy equipment from external suppliers, they price in the inflation expectations. Therefore, the main challenge the market is experiencing now is fulfilling contractual obligations to customers without raising prices. As a result, many companies become inefficient. While the big players tend to redistribute profits and reduce overhead costs, smaller companies are likely to leave the market as their chances to optimize are limited.

**CTT: Are there any reasons to feel optimistic about the future?**

**O.V.:** I am always optimistic. Let's do our best and move forward.

**CTT: Can we say that there are indications of a downfall of the oilfield services market?**

**O.V.:** There are clear indications of the market

который не хочет работать по низкой цене. Подрядчики, работавшие по низкой цене, практически ушли с рынка и разорились. Поэтому спрос на нефтесервисные услуги остался. Сейчас для повышения рентабельности необходимо налаживать собственное производство, но мало кто хочет этим заниматься. Подрядчики задают себе вопрос, а зачем, если я потрачу на 5–10% больше и куплю заграничный товар. Вот и сложилась патовая ситуация, когда предлагаемое рынком отечественное оборудование по большей части низкомаржинальное. Когда в проекте «бурение на ГНКТ» я купил оборудование российского производства, новое, которое должно работать на 70 МПа, оказалось, что оно выдерживает не более двух-трех опрессовок на нужном давлении и приходит в негодность. То есть у поставляемого оборудования нет качества. Да, импортное дороже, но я готов и за отечественное платить больше, сопоставимо со стоимостью импортного, если оно будет соответствующего качества.

**ВК: Вы много раз участвовали в работе конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Чем для Вас лично является это мероприятие?**

**О.В.:** Конференция – площадка для общения, площадка для продвижения своих технологий, площадка для получения новых знаний. Здесь можно увидеть, куда идет рынок, как он развивается и что нужно доработать у себя в компании, чтобы быть не ниже того уровня, который установился в настоящий момент на рынке.

**ВК: Какие технологии из рассматриваемого журналом спектра, по Вашему мнению, будут особенно востребованы на рынке нефтегазового сервиса в ближайшие годы?**

**О.В.:** Сами технологии у заказчиков востребованы, но есть проблема соотношения цены и качества. К примеру, востребовано бурение на ГНКТ, но встает вопрос цены – это очень дорого! Заказчик не готов платить дороже. Есть много прогрессивных технологий: тот же скважинный трактор, который востребован, но на рынке нет адекватных компаний, которые бы эту технологию продвигали. Мы сейчас занимаемся разработкой скважинного трактора, за собственные средства два прототипа создали. Однако пока у нас не хватает некоторых предпочтений, знаний в части выполнения работ. Мы стараемся их компенсировать, и я надеюсь, что в ближайшее время мы разработаем гидравлические внутрискважинные трактора.

**ВК: Почему именно гидравлические?**

**О.В.:** Мы акцентировали свое

**Да, импортное дороже, но я готов и за отечественное платить больше, сопоставимо со стоимостью импортного, если оно будет соответствующего качества.**

**We are eager to buy domestic goods – even at higher prices – if the manufacturer can ensure consistently high quality.**

**Мы акцентировали свое внимание на гидравлических тракторах, потому что целесообразность применения колтюбинга с электрическим трактором без возможности промывки забоя сомнительна.**

**We focused on hydraulic tractors because the feasibility of using an electric tractor without wellbore cleanout is doubtful.**

transformation. On the one hand, the customer has work to offer but the price tag is modest. On the other hand, the contractor is not willing to accept it as all of those who used to undercut prices have gone bust. Thus, to improve the cost-benefit ratio, we have to manufacture our own equipment but there are few companies willing to commit to that. The contractors cannot but wonder why bother if they can buy tools of foreign origin at just 5–10% extra cost? And we find ourselves

in a deadlock as the equipment available on the Russian market is mostly low-margin. Let me give you an example. For our CT drilling project, I bought new equipment of Russian manufacture featuring maximum working pressure of 10,000 psi. But after a couple of pressure tests it went out of order. Yes, foreign equipment is more expensive but its quality standards outweigh the costs. As a servicing company, we are eager to buy domestic goods – even at higher prices – if the manufacturer can ensure consistently high quality.

**CTT: You have been a long-term guest of the annual Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. What does this event mean to you?**

**О.В.:** The conference is an amazing venue for experts to meet, exchange ideas, promote their technologies, share experience, and learn. You can get a perfect feel of the market trends and how your company fits in, what shall be done to keep moving forward and to remain at the cutting edge.

**CTT: Which of the technologies covered by Coiled Tubing Times do you expect to be in demand in the coming years?**

**О.В.:** There is a wide range of advanced technologies currently available on the market, but it is rather an issue of quality-to-price ratio. For instance, coiled tubing drilling is in high demand, but it is a cost-intensive technology. Yet another example would be the downhole tractor. It is in demand, but there are no companies on the market that offer and promote this technology. FracJet-Volga is currently developing a downhole tractor, we have made two prototypes so far. So, we are planning to launch the hydraulic downhole tractor shortly.

внимание на гидравлических тракторах, потому что целесообразность применения колтюбинга с электрическим трактором без возможности промывки забоя сомнительна.

**ВК: Журналу «Время колтюбинга. Время ГРП» исполнилось 20 лет. Как бы Вы оценили этот путь, какие пожелания у Вас к редакции?**

**О.В.:** Замечательный журнал, нужный инженерному сообществу! Мне нравится его читать, общаться с журналистами. Я получаю из этого издания новости о технологиях, вижу, как развивается рынок. Журнал аккумулирует тот базис знаний, тот опыт, который указывает направление, куда надо двигаться, чтобы не догонять потом мир, а сразу идти в ногу со всеми. Журналу – удачи, развиваться и дальше!

**ВК: Спасибо Вам за пожелание! Успехов в новых разработках!**

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

**CTT: Why hydraulic?**

**OV:** We focused on hydraulic tractors because the feasibility of using an electric tractor without wellbore cleanout is doubtful.

**CTT: It is the 20<sup>th</sup> anniversary of Coiled Tubing Times this year. Any comments on the road so far, any wishes to the editors?**

**OV:** It is a wonderful journal much needed by the engineering community! I enjoy reading it and talking to your team. I get updates about technologies, and I see how the market is developing. The journal accumulates the knowledge and expertise that indicate where to move, to keep abreast of the time. Let me wish you the best of luck and success!

**CTT: Thank you for your wishes! Let me wish you every success, too!**

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



**На снимке: О.В. Воину вручается специальный приз «За лучший технологический доклад», учрежденный генеральным спонсором 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Группой ФИД**



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)

# Скважинные условия настолько суровы, что не каждый подрядчик способен предложить нам адекватные сервисные услуги

## *Downhole Conditions Are So Harsh That Not Every Contractor Is Able to Offer Us Adequate Services*

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Р.Ю. Дагужиев, технический директор – главный инженер ООО «Южгазэнерджи».

Беседа состоялась в кулуарах 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

**Р.Ю. Дагужиев** родился 20 декабря 1982 года в Республике Адыгея. Высшее образование получил в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина по специальности «разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». Имеет степень магистра. С 2009 года работает в ООО «Южгазэнерджи». Опыт работы на руководящих должностях – более 12 лет.

**«Время колтюбинга. Время ГРП»: Руслан Юрьевич, познакомьте читателей журнала с компанией «Южгазэнерджи». Каковы направления деятельности? В каком регионе ведется добыча углеводородов?**

**Руслан Дагужиев:** ООО «Южгазэнерджи» занимается разработкой и эксплуатацией газовых и газоконденсатных месторождений, в частности, Кошехабльского газоконденсатного месторождения в Республике Адыгея. Оно находится в пределах Восточно-Кубанского газонефтеносного района Западно-Предкавказской газонефтеносной области. В структурном отношении располагается в центральной, наиболее погруженной части Восточно-Кубанской впадины. Наша компания получила лицензию на разработку этого месторождения в 2006 году. Если слегка углубиться в историю, то данное месторождение было открыто в 1974 году. Его начала разведывать и разбуривать компания «Газпром». Месторождение имеет две газоконденсатные залежи – оксфордскую с глубины 4700 м и келловейскую с глубины 5000 м. «Газпромом» были пробурены на этих двух горизонтах 23 скважины, 11 из которых были пробурены на верхний газоносный горизонт (оксфордская залежь) и 9 – на нижележащий горизонт (келловейская залежь), и три скважины



*Coiled Tubing Times is interviewing R.Yu. Daguzhiev, Technical Director – Chief Engineer of Yuzhgazenergy LLC.*

*The conversation took place on the sidelines of the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.*

**R.Yu. Daguzhiev** was born on December 20, 1982 in the Republic of Adygea. He received his higher education at GUBKIN UNIVERSITY, National University of Oil and Gas with a degree in Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields. Has a Master's degree. Since 2009, he has been working at Yuzhgazenergy LLC. Over 12 years of experience in executive positions.

**Coiled Tubing Times: Ruslan Yuryevich, could you please introduce our readers to Yuzhgazenergy? How can you describe your business profile? In what region is hydrocarbon production carried out?**

**Ruslan Daguzhiev:** Yuzhgazenergy LLC is engaged in the development and operation of gas and gas condensate fields, in particular, the Koshekhablsky gas condensate field in the Republic of Adygea. It is located within the East Kuban gas and oil region of the West Ciscaucasian gas and oil region. Structurally, it is located in the central, most submerged part of the East Kuban depression. Our company received a license to develop this field in 2006. If you go a little deeper into history, then this field was discovered in 1974. It was explored and drilled by Gazprom. The field has two gas condensate deposits – Oxford from a depth of 4700 m and Callovey from a depth of 5000 m. Gazprom drilled 23 wells at these two horizons, 11 of which were drilled into the upper gas-bearing horizon (Oxford reservoir) and 9 into the underlying horizon (Callovian reservoir), and three wells were not drilled to the design depth for technical reasons. After obtaining the license, Yuzhgazenergy proceeded with a complete modernization and reconstruction of this field, as well as a complete modernization of the GTU (comprehensive gas treatment unit).

недобурены до проектных глубин по техническим причинам. После получения лицензии «Южгазэнерджи» приступила к полной модернизации и реконструкции этого месторождения, а также к полной модернизации УКПГ (установки комплексной подготовки газа). Было закуплено, смонтировано и протестировано импортное оборудование, соответствующее последним требованиям безопасности. В период с 2009 по 2012 год выполнялась реконструкция установки комплексной подготовки газа и параллельно производился ремонт фонда скважин, пробуренных компанией «Газпром». На момент получения лицензии на разработку данного месторождения весь скважинный фонд находился в аварийном состоянии и приступить к его эксплуатации не было возможности. В 2012 году ООО «Южгазэнерджи» запустило завод и приступило к добыче газоконденсатной продукции из двух скважин, введенных в эксплуатацию после капитального ремонта.

**ВК: Сколько скважин сегодня находится в активной эксплуатации?**

**Р.Д.:** На сегодняшний день наша компания эксплуатирует шесть скважин после успешных капитальных ремонтов методом резки боковых стволов и планирует наращивать эксплуатационный фонд, инвестируя в капитальный ремонт остальных скважин имеющегося фонда.

**ВК: В каких геологических условиях Вам приходится работать? Какие объективные сложности преодолевать?**

**Р.Д.:** Породы – известняки. Верхний интервал оксфорда состоит из газонасыщенных известняков средней твердости. Нижележащий горизонт келловейской залежи наша компания пока еще не эксплуатирует. Основными критериями Кошехабльского газоконденсатного месторождения являются глубина и высокая забойная температура – до 180 °С. Самая глубокая из эксплуатируемых скважин на месторождении – 5750 м. Также в продукции имеется сероводород (до 0,5%) и углекислый газ (до 6%). Такие параметры и характеристики пласта, а также конструкция скважин затрудняют эксплуатацию и капитальный ремонт.

**ВК: Очевидно, затруднена и подготовка продукции?**

**Р.Д.:** Да. Основное требование – это очистка от кислых газов  $H_2S$  и  $CO_2$ . Завод полностью рассчитан на такие процессы. После очистки и подготовки продукция, т. е. газ, направляется в магистральный газопровод компании «Газпром», а газоконденсатная смесь отгружается в автоцистерны.

**На момент получения лицензии на разработку данного месторождения весь скважинный фонд находился в аварийном состоянии и приступить к его эксплуатации не было возможности. В 2012 году ООО «Южгазэнерджи» запустило завод и приступило к добыче газоконденсатной продукции из двух скважин, введенных в эксплуатацию после капитального ремонта.**

**At the time of obtaining a license to develop this field, the entire well stock was in an emergency condition, and it was not possible to start its operation. In 2012 Yuzhgazenergy LLC launched a plant and started production of gas condensate products from two wells put into operation after a major workover.**

Imported equipment was purchased, installed and tested in accordance with the latest safety requirements. In the period from 2009 to 2012, the complex gas treatment unit was reconstructed and, in parallel, the stock of wells drilled by Gazprom was repaired. At the time of obtaining a license to develop this field, the entire well stock was in an emergency condition, and it was not possible to start its operation. In 2012 Yuzhgazenergy LLC launched a plant and started production of gas condensate products from two wells put into operation after a major workover.

**CTT: How many wells are in active production today?**

**R.D.:** To date, our company is operating six wells after successful workovers by sidetracking and plans to increase the operating well stock by investing in the workover of the remaining wells of the existing well stock.

**CTT: What geological conditions do you have to work in? What objective difficulties are to overcome?**

**R.D.:** The rocks are limestones. The upper Oxford interval consists of gas-saturated limestones of medium hardness. The underlying horizon of the Callovey deposit is not yet exploited by our company. The main criteria of the Koshekhablsky gas condensate field are the depth and high bottomhole temperature – up to 180 °C. The deepest operating well in the field is 5,750 m. The production also contains hydrogen sulfide (up to 0.5%) and carbon dioxide (up to 6%). Such reservoir parameters and characteristics, as well as well design, complicate operation and workover.

**CTT: Obviously, production preparation is also difficult?**

**R.D.:** Yes. The main requirement is the purification from acid gases  $H_2S$  and  $CO_2$ . The plant is fully designed for such processes. After cleaning and preparation, the products, i.e. gas, are sent to the main gas pipeline of the Gazprom company, and the gas condensate mixture is shipped to tank trucks.

**CTT: How does Yuzhgazenergy select service companies involved in well servicing?**

**R.D.:** Downhole conditions are so severe that a careful approach to the choice of both the contractor and the specific equipment is required. Not every company is able to provide services to resolve our

**ВК: Как «Южгазэнерджи» выбирает сервисные компании, привлекаемые к обслуживанию скважин?**

**Р.Д.:** Скважинные условия настолько суровы, что необходим тщательный подход к выбору и подрядчика, и специфичного оборудования. Не любая компания способна предоставить сервисные услуги для решения наших вопросов. Тем не менее нефтесервисный рынок движется вперед, развивается, и некоторые решения, которые еще год-два назад были бы проблематичными, на сегодняшний день стали вполне реальными.

**ВК: Из каких источников Вы черпаете информацию о развитии рынка?**

**Р.Д.:** Мы стараемся посещать все отраслевые конференции, о которых узнаем из СМИ и других источников. Месторождение специфичное, и нужно отслеживать все возможные тенденции развития технологий, оборудования и самих сервисных компаний.

**ВК: Вы впервые участвуете в работе конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Каковы Ваши впечатления?**

**Р.Д.:** Хотя конференция проводится в 23-й раз, мы здесь впервые. Коллектив собрался очень приятный. Помимо новых знакомств, мы встретили здесь представителей ряда сервисных компаний, с которыми уже сотрудничали на нашем месторождении или вели переговоры.

**ВК: Откуда Вы узнали о конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»?**

**Р.Д.:** От наших действующих подрядных компаний. На сегодняшний день у нас ряд действующих договоров с сервисными компаниями, которые применяют свой опыт и технологии на нашем месторождении. Они нам рассказали о том, что проводится такая конференция, посвященная преимущественно колтюбинговым технологиям. Мы изучили информацию и с удовольствием посетили это мероприятие. Программа нас не разочаровала. Очень много интересных тем было озвучено. Планируем детально проработать в нашей компании презентации докладов конференции с привлечением всех наших сотрудников, усвоить то, что может пригодиться в нашей работе и будет применимо к условиям Кошехабльского месторождения.

**ВК: Как Ваша компания корректирует свою деятельность в сегодняшних непростых политических и экономических реалиях? Поделитесь опытом.**

**Р.Д.:** Все оборудование нашего завода импортное, иностранного производства. В этом году мы

Основными критериями Кошехабльского газоконденсатного месторождения являются глубина и высокая забойная температура – до 180 °С. Самая глубокая из эксплуатируемых скважин на месторождении – 5750 м. Также в продукции имеется сероводород (до 0,5%) и углекислый газ (до 6%).

The main criteria of the Koshekhablsky gas condensate field are the depth and high bottomhole temperature – up to 180 °C. The deepest operating well in the field is 5,750 m. The production also contains hydrogen sulfide (up to 0.5%) and carbon dioxide (up to 6%).

**Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. What are your impressions?**

**R.D.:** Although the conference is being held for the 23<sup>rd</sup> time, we are here for the first time. The team was very pleasant. In addition to new acquaintances, we met here representatives of a number of service companies with whom we have already cooperated at our field or negotiated.

Нефтесервисный рынок движется вперед, развивается, и некоторые решения, которые еще год-два назад были бы проблематичными, на сегодняшний день стали вполне реальными.

The oilfield services market is moving forward, developing, and some solutions that would have been problematic a year or two ago have become quite real today.

issues. Nevertheless, the oilfield services market is moving forward, developing, and some solutions that would have been problematic a year or two ago have become quite real today.

**CTT: What sources do you get information about market development from?**

**R.D.:** We try to attend all industry conferences that we learn about from the media and other sources. The field is specific, and it is necessary to monitor all possible trends in the development of technologies, equipment and the service companies themselves.

**CTT: This is your first time attending the International Scientific and Practical**

**Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. How did you hear about the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.?**

**R.D.:** From our existing contracting companies. Today we have a number of existing contracts with service companies that apply their experience and technologies in our field. They told us that such a conference is being held, mainly

dedicated to coiled tubing technologies. We studied the information and attended this event with pleasure. The program did not disappoint us. A lot of interesting topics were discussed. We plan to work out in detail in our company the presentations of the conference

столкнулись с рядом проблем по обслуживанию оборудования завода, а также скважин. Как мы ищем пути выхода? В частности, мы обращаемся к импортозамещению. Это основополагающее направление, на которое мы делаем акцент. Но, к сожалению, российские компании пока не могут закрыть абсолютно все возникающие вопросы. Поэтому приходится прибегать к параллельному импорту. Благодаря активной работе нашего коллектива и партнеров компания «Южгазэнерджи» не пострадала от приостановки деятельности из-за отсутствия каких-либо материалов или запчастей.

**ВК: Логистику пришлось менять?**

**Р.Д.:** Да, логистику нужно было перенастраивать полностью.

**ВК: Какие, помимо колтюбинговых, прогрессивные технологии нефтегазового сервиса Вы привлекаете?**

**Р.Д.:** В части капремонта возникают вопросы, которые необходимо тщательно прорабатывать, потому что, как я уже отмечал, скважины у нас специфичные. Они были пробурены «Газпромом» в 70-х годах прошлого века, и на тот момент их типоразмеры были актуальны – эксплуатационная колонна диаметром 140 мм и насосно-компрессорная труба с наружным диаметром 73 мм. На начало разработки месторождения пластовое давление той оксфордской залежи, которую мы сегодня эксплуатируем, составляло около 750 атм. Мы ведем добычу с 2012 года – более десяти лет. Понятно, что за это время пластовое давление понизилось. Известно, что со снижением пластовых давлений снижается и дебит продукции скважин. Поэтому, чтобы решить вопросы, связанные с поддержанием действующего дебита каждой скважины, мы используем различные рецептуры кислотных обработок, а на одной из скважин мы рассматриваем кислотоструйное бурение. Компания «ФракДжет-Волга» разработала под условия нашей скважины специальную компоновку, и в настоящее время мы ее тестируем – проведено два теста на нашем месторождении. На сегодняшний день выполняются корректировки данной компоновки с целью минимизации рисков, которые могут возникнуть. Кислотоструйное бурение – одна из эффективных технологий для поддержания дебитов наших скважин.

**ВК: Что бы Вы, исходя из вашего опыта, посоветовали коллегам из других компаний для преодоления нынешних объективных трудностей?**

**Р.Д.:** Я бы посоветовал по возможности посещать отраслевые мероприятия, конференции, потому что обмен опытом является основополагающим в той сложной ситуации, с которой мы столкнулись и к которой мало кто был готов.

**Российские компании пока не могут закрыть абсолютно все возникающие вопросы. Поэтому приходится прибегать к параллельному импорту.**

**Russian companies are not yet able to close absolutely all emerging issues. Therefore it is necessary to resort to parallel import.**

reports with the involvement of all our employees, to learn what may be useful in our work and will be applicable to the conditions of the Koshekhabl'skoye field.

**CTT: How does your company adjust its activities in today's difficult political and economic realities? Share your experience.**

**R.D.:** All equipment of our plant is imported, foreign-made. This year we have faced a number of problems in the maintenance of the equipment of the plant, as well as wells. How do we find ways out? In particular, we turn to import substitution. This is

the fundamental direction on which we are focusing. But, unfortunately, Russian companies are not yet able to close absolutely all emerging issues. Therefore it is necessary to resort to parallel import. Thanks to the active work of our team and partners, Yuzhgasenergy did not suffer from the suspension of activities due to the lack of any materials or spare parts.

**CTT: Did you have to change the logistics?**

**R.D.:** Yes, the logistics had to be completely reconfigured.

**CTT: Apart from coiled tubing, what advanced oil and gas service technologies do you use?**

**R.D.:** In terms of workover, there are issues that need to be carefully worked out, because, as I already noted, our wells are specific. They were drilled by Gazprom in the 70s of the last century, and at that time their standard sizes were relevant – a production string with a diameter of 140 mm and a tubing with an outer diameter of 73 mm. At the beginning of the development of the field, the formation pressure of the Oxford deposit that we are currently operating was about 750 atm. We have been mining since 2012. – more than ten years. It is clear that during this time the reservoir pressure has decreased. It is known that with a decrease in reservoir pressure, the production rate of wells also decreases. Therefore, in order to solve the issues related to maintaining the current flow rate of each well, we use various acid treatment formulations, and on one of the wells we are considering acid jet drilling. FracJet-Volga has developed a special assembly for our well conditions, and we are currently testing it – two tests have been carried out at our field. To date, adjustments are being made to this arrangement in order to minimize the risks that may arise. Acid jet drilling is one of the effective technologies for maintaining the flow rates of our wells.

**CTT: Based on your experience, what would you advise colleagues from other companies to overcome the current objective difficulties?**

**R.D.:** I would advise you to attend industry events and conferences whenever possible, because the exchange of experience is fundamental in the difficult

**ВК: Никто не был готов.**

**Р.Д.:** Да, никто... Второе – это оценка рисков. Она должна выполняться в любой компании, независимо от ее профиля – газодобывающей, нефтедобывающей или сервисной. Сегодня оценка рисков должна выполняться в более суровых условиях, чем когда-либо, и более тщательно, потому что рынок изменился. Еще я бы посоветовал изучать новые направления и подходы, которые могут быть применены в конкретных условиях, даже если ранее они были непривычны для газо- и нефтедобывающих компаний, но которые могут стать актуальны в свете последних событий в мире и, в частности, в России. Это ключевые моменты, которые я бы выделил.

**ВК: Какие у Вас пожелания по развитию конференции? Какие еще темы, на Ваш взгляд, должны быть подняты в докладах?**

**Р.Д.:** Тот огромный материал, который мы сегодня проработали на этой конференции, на мой взгляд, основополагающий для сегодняшнего нефтесервисного рынка. Мы обязательно будем обращаться к тем технологиям, которые применимы на нашем месторождении. Наше Кошехабльское газоконденсатное месторождение нестандартное. Поэтому на следующих конференциях хотелось бы услышать больше докладов, которые бы фокусировались на высокотемпературных технологиях, на рецептурах для кислотных обработок. И, соответственно, хотелось бы оперативно получать информацию об оборудовании, которое может применяться в агрессивных условиях – высокие температуры, высокие давления, присутствие кислых газов  $H_2S$  и  $CO_2$ . Это будет актуально для многих недропользователей и интереснее, чем технологии для стандартных условий.

**ВК: Каковы Ваши планы на ближайший период?**

**Р.Д.:** Согласно лицензионным обязательствам, у нас есть необходимость в бурении новой скважины на нижележащую келловейскую залежь для опытно-промышленной эксплуатации и подсчета запасов, которые находятся в зоне песчаника в этой залежи. На протяжении 3–5 лет мы пошагово выполняли подготовительные работы, потому что очень тяжело подобрать необходимые технологии и ресурсы для условий, которые мы имеем на нашем месторождении. В свете последних событий эти требования к средствам для бурения новой скважины еще более ужесточились. Импортное оборудование, которое мы планировали завезти, теперь стало недоступным. Альтернатив в России пока нет. Поэтому свои планы нам приходится сдвигать на будущее.

**ВК: Надеюсь, эти планы осуществляются. Спасибо Вам за беседу.**

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

**Огромный материал, который мы проработали на этой конференции, на мой взгляд, основополагающий для сегодняшнего нефтесервисного рынка. Мы обязательно будем обращаться к тем технологиям, которые применимы на нашем месторождении.**

**Huge material that we have worked out at this conference, in my opinion, is fundamental for today's oilfield services market. We will certainly turn to those technologies that are applicable at our field.**

**raised in the reports?**

**R.D.:** The huge material that we have worked out today at this conference, in my opinion, is fundamental for today's oilfield services market. We will certainly turn to those technologies that are applicable at our field. Our Koshekhabskoye gas condensate field is non-standard. Therefore, at the next conferences, I would like to hear more reports that would focus on high-temperature technologies, on recipes for acid treatments. And accordingly, I would like to quickly receive information about equipment that can be used in aggressive conditions - high temperatures, high pressures, the presence of acid gases  $H_2S$  and  $CO_2$ . This will be relevant for many subsoil users and more interesting than technologies for standard conditions.

**CTT: What are your plans for the nearest period?**

**R.D.:** According to license obligations, we have a need to drill a new well in the underlying Callovey deposit for pilot production and calculation of reserves that are located in the sandstone zone in this deposit. For 3–5 years, we have been step by step carrying out preparatory work, because it is very difficult to find the necessary technologies and resources for the conditions that we have at our field. In the light of recent events, these requirements for the means to drill a new well have become even more stringent. The imported equipment that we planned to import is now unavailable. There are no alternatives in Russia yet. Therefore, we have to shift our plans for the future.

**CTT: I hope these plans come true. Thank you for the conversation.**

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

situation that we faced and for which few were ready.

**CTT: Nobody was ready.**

**R.D.:** Yes, no one... The second is risk assessment. It should be carried out in any company, regardless of its profile – gas, oil or service. Today, risk assessment must be done under harsher conditions than ever and more thoroughly because the market has changed. I would also advise exploring new directions and approaches that can be applied in specific conditions, even if they were previously unusual for gas and oil companies, but which may become relevant in the light of recent events in the world and, in particular, in Russia. These are the key points that I would highlight.

**CTT: What are your wishes for the development of the conference? What other topics, in your opinion, should be**



**ООО «СТАР ТЬЮБИНГ»**



**Российское  
производство ГНКТ  
по мировым  
стандартам**



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

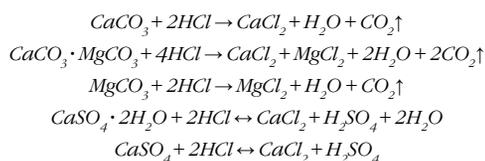
# Реагенты, применяемые в процессах повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи

## Преобразование структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов в результате солянокислотной обработки

О.В. Постникова, Л.А. Магадова, А.П. Небесская, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Одним из основных видов повышения продуктивности и приемистости добывающих и нагнетательных скважин в карбонатных и частично терригенных породах-коллекторах является кислотная обработка (КО). Принцип ее действия заключается в растворении минералов, заполняющих поровое пространство. Проникая в поровое пространство, кислота растворяет породу, в результате чего образуются высокопроводящие каналы фильтрации (червоточины), которые проникают в пласт на глубину до нескольких метров и тем самым обеспечивают хорошую гидродинамическую связь пласта со стволом скважины.

В минеральный состав карбонатных горных пород входят кальцит, содержание которого составляет более 50% породы, доломит и магнезит, а также возможно наличие небольшого количества гипса, ангидрита и других минералов в породе. Процесс взаимодействия соляной кислоты с данными минералами в результате кислотной обработки ПЗП описывают реакции, представленные ниже:



Однако стоит учесть, что растворимость дигидрата (гипса) в соляном растворе очень мала, так как имеет определенный диапазон устойчивости.

Взаимодействие водного раствора кислоты с минералами является гетерофазным химическим процессом, включающим несколько последовательных элементарных стадий: диссоциация кислоты на ионы; диффузия ионов к поверхности раздела фаз; адсорбция ионов на поверхности и первичный контакт ионов с карбонатной поверхностью; акт химической реакции между поверхностью карбонатной породы с реагентом и выделение углекислого

газа без пузырькового режима; десорбция продуктов реакции с межфазной поверхностью; элиминирование продуктов реакции с поверхности раздела фаз.

Для повышения эффективности СКО используют ПАВ. Наличие ПАВ обуславливает образование двумерного адсорбционного слоя, что способствует частичной гидрофилизации карбонатной поверхности и улучшает массоперенос вследствие отрыва глобул углекислого газа. При этом начинает проявляться также уменьшение поверхностного натяжения кислотного состава и краевых углов смачивания, что способствует ускорению течения реакции вплоть до момента начала интенсивного пенообразования всей системы.

Цель эксперимента заключалась в изучении преобразования структуры пустотного

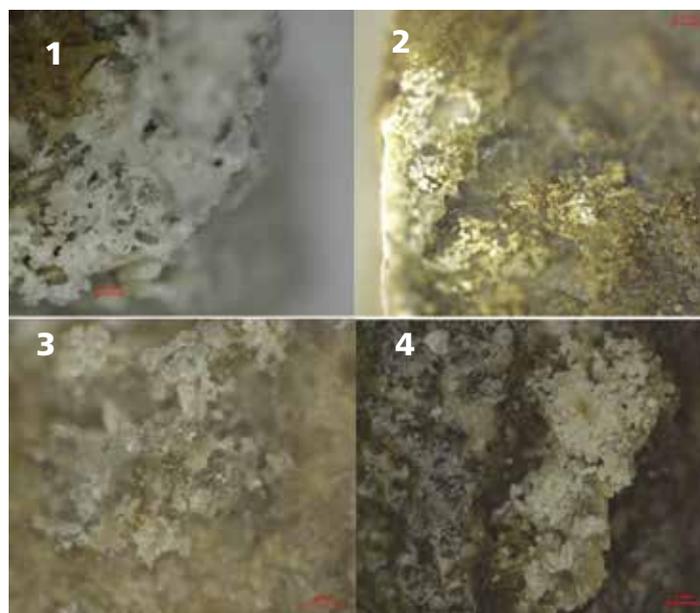


Рисунок 1 – Новообразованные агрегаты кристаллов: 1 – гл. 1537 м, 2 – гл. 1547 м, 3 – 1570 м, 4 – гл. 1580 м

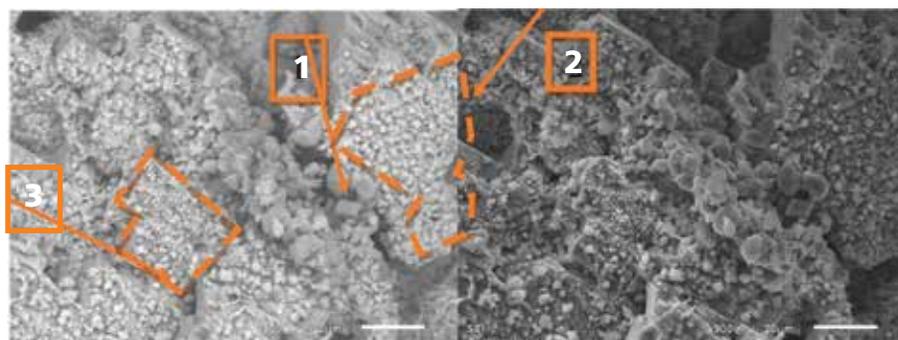
пространства карбонатных пород-коллекторов после проведения солянокислотного воздействия на породу. Исследование проводилось с образцами карбонатной породы Нефедовского месторождения (башкирский ярус, пласт А<sub>4-4</sub>). Суть эксперимента заключалась в том, чтобы изучить поровое пространство образцов до кислотного воздействия, далее провести кислотную обработку образцов растворами соляной кислоты, после чего провести сравнительный анализ порового пространства до и после обработки. Керновый материал не подвергался экстракции. Для изучения пустотного пространства образцов использовались: макроскопическое описание породы, микроскопическое изучение шлифов и исследование методами растровой электронной микроскопии и энерго-дисперсионным микрозондированием.

В качестве кислотной композиции использовались растворы соляной кислоты концентрацией 12% масс. с добавлением ПАВ и без него. Растворы 12% HCl готовили с использованием х. ч. концентрированной соляной кислоты (37% масс.). В качестве ПАВ был выбран Нефтенол-К. Нефтенол-К смешивали с кислотным составом в следующем соотношении: на каждые 100 г раствора добавляют 4 г ПАВ. Данный тест проводили в водяной бане при пластовой температуре 30 °С и атмосферном давлении. Образцы 2, 4 и 6 были распилены надвое, чтобы одну распиленную часть подвергнуть КО составом с Нефтенолом-К, а другую – составом без ПАВ.

На основании полученных стереоснимков кернового материала до и после КО были зафиксированы новообразованные структуры минералов (рис. 1) размерами в несколько миллиметров на образцах, подвергшихся воздействию кислотного состава с ПАВ.

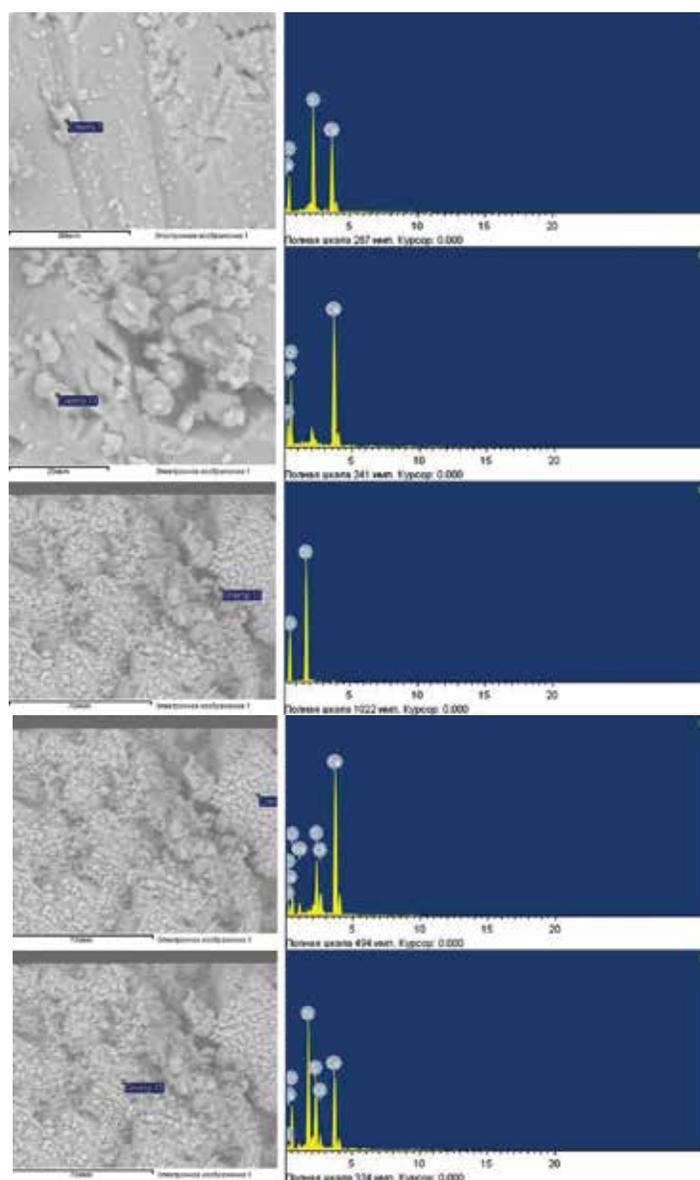
Одно из подобных новообразований было детально изучено методом РЭМ и ЭДС, в результате данного исследования были получены снимки, свидетельствующие о появлении новых кристаллов кварца идеальной ромбоэдрической формы (кристаллизация прошла до конца), поликристаллических масс, состоящих из кристалликов кварца, кальцита, ангидрита и техногенно привнесенного в состав хлора и натрия. Однако до проведения СКО кристаллов кварца и ангидрита в этом образце обнаружено не было.

Далее представлены рентгеновские спектры элементного состава фрагмента породы, сложенного кальцитом (спектры 11, 15), ангидритом (спектры 7, 14, 15), кварцем (спектры 13, 14), а также регистрирующие наличие хлора



**Рисунок 2 – Кварц (1), кристаллы ангидрита и кальцита (2), кристаллы кварца и ангидрита (3). Увеличения  $\times 45$ ,  $\times 45$ . Фото слева – в обратно рассеянных электронах, справа – во вторичных электронах. Глубина – 1537 м**

(спектр 14, 15) и натрия (спектр 15) в кристаллах. Кристаллы, помеченные спектрами 7 и 13, не имеют каких-либо следов выщелачивания, что могло бы доказать наличие этих кристаллов в образцах до кислотной обработки.



**Рисунок 3 – Рентгеновские спектры элементного состава фрагмента породы и углеводородной пленки. Глубина 1537 м**

# Исследование влияния кавернозности карбонатных пород на эффективность кислотного растворения

А.Р. Хатмуллин, А.Е. Фоломеев, Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»

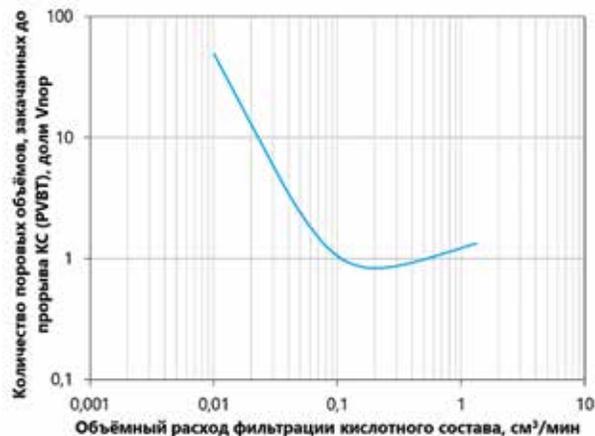
Кислотная обработка является одним из самых применяемых способов интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов. Широкое распространение метод получил благодаря относительной простоте реализации и необходимости рационально использовать побочный продукт производства химических веществ – абгазную соляную кислоту [1]. Одни из первых разработок были выполнены исследователями Республики Башкортостан, затем, в ходе развития нефтяной промышленности, технология приобретала модификации, для возможности ее применения в более сложных геолого-физических условиях. Например, в расчлененных и высокотемпературных залежах, на объектах, осложненных выпадением высокомолекулярных компонентов нефти и неорганических солей, и коллекторах со сложной структурой порового пространства [2].

Одним из актуальных направлений повышения эффективности солянокислотных обработок (СКО) является физическое и математическое моделирование процесса кислотного растворения карбонатных пород в целях определения оптимальных условий воздействия – объема, скорости закачки, типа кислотного состава (КС) и его концентрации. В настоящее время разработан ряд моделей, позволяющих рассчитывать данные параметры, часть из них основана на численном подходе Дамкёллера и позволяет использовать результаты фильтрационного моделирования на образцах керна, с последующим переходом к масштабу скважины [3]. Эксперименты проводятся с несколькими скоростями фильтрации на выборке керна со схожими фильтрационно-емкостными свойствами. Идеальный случай кислотного растворения породы можно наблюдать при закачке кислоты в изотропные пористые известняки (рис. 1), однако для пород, имеющих каверны, данные эксперименты могут показать неоднозначную картину ввиду неоднородности распределения каверн в объеме керна [4].

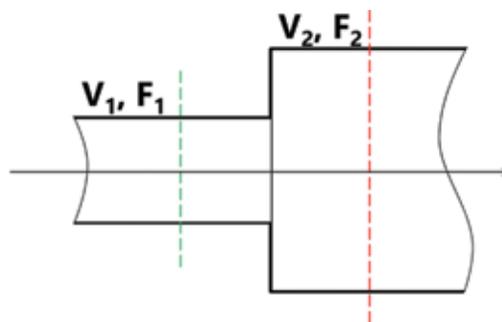
Рассмотрим линейную фильтрацию кислоты в образце керна при переходе из мелких пор в каверны (рис. 2).

При попадании КС из порового канала в каверну большего диаметра произойдет падение его внутриворонной скорости фильтрации в соответствии с уравнением:  $Q = V_1 \cdot F_1 = V_2 \cdot F_2$ , где  $Q$  – объемный расход закачки КС, см<sup>3</sup>/мин.

Параллельно увеличится площадь контакта КС с породой и, соответственно, скорость реакции. В сумме эти два фактора могут привести процесс воздействия к случаю «торцевого растворения»



**Рисунок 1 – Зависимость объема кислоты, затраченного для образования червоточины, от скорости фильтрации**

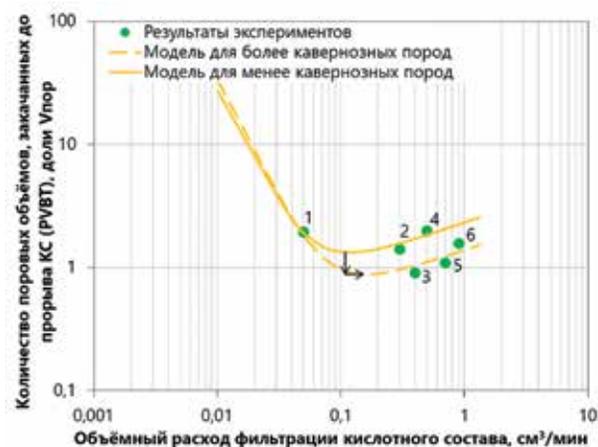


**Рисунок 2 – Сечение порового канала и каверны ( $V_1, V_2$  – внутриворонные скорости движения КС в поровом канале и каверне соответственно;  $F_1, F_2$  – площади сечения)**

(сдвиг в левую область на рис. 1) и необходимости в увеличении скорости закачки для перехода обратно в оптимальную зону.

Для подтверждения данной гипотезы была проведена серия фильтрационных экспериментов на кавернозно-пористых породах визейского яруса одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пластовая температура объекта 49°, пористость 21,5%, средняя проницаемость  $115 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В экспериментах использован КС на основе 15%-го раствора соляной кислоты, модифицированный комплексными присадками. Результаты представлены на рис. 3.

Аппроксимация экспериментальных данных произведена по методу наименьших квадратов в соответствии с моделью Gong & El-Raaba [5] для группы образцов, обладающих более высокой степенью кавернозности и меньшей объемной плотностью (образцы № 3, 5, 6), а также для более плотных и менее кавернозных пород (образцы № 1, 2, 4).



**Рисунок 3 – Результаты эксперимента и модельные кривые**

На основе полученных данных сделаны выводы о том, что в присутствии каверн, при оптимальном режиме растворения, требуется меньший объем кислоты по сравнению с менее кавернозными породами, что, возможно, связано

с улучшением условий фильтрации КС, прорывом преимущественно сквозь каверны и снижением утечек в матрицу (рис. 1 – кривая смещена вниз). Подтверждена необходимость в увеличении скорости закачки КС при воздействии на кавернозно-пористые породы для обеспечения оптимального режима растворения (рис. 1 – объемная скорость закачки смещена вправо).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Прикладная электрохимия: учеб. для вузов; под ред. докт. техн. наук, проф. А. П. Томилова. – 3-е изд., перераб. – М.: Химия. – 1984. – 520 с.
2. Логинов Б.Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. – М.: Гостехиздат. – 1951. – 158 с.
3. Фоломеев, А.Е. Совершенствование кислотного воздействия на высокотемпературные карбонатные коллекторы: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 28.10.20. – Уфа. – 2020. – 202 с.
4. Jia C., Sepehrnoori K., Zhang H., Yao J. Numerical Studies and Analyses on the Acidizing Process in Vug Carbonate Rocks // Frontiers in Earth Science. Vol. 9. – 2021.
5. Gong, M. Quantitative Model of Wormholing Process in Carbonate Acidizing / M. Gong, A.M. El-Rabaa // SPE 52165. – 1999.

## Усовершенствование составов на основе оксихлорида алюминия с целью расширения их диапазона использования в технологиях повышения нефтеотдачи пластов

А.Я. Учаев, Б.Я. Стуль, ООО НПП «НефтеСервисКомплект»

На настоящем этапе эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири все более устойчиво проявляет себя тенденция увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками и высокой пластовой температурой. В результате в настоящее время более 50% запасов нефти остаются неизвлеченными [1].

В связи с этим все большую роль играют методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), значительное место среди которых занимают физико-химические технологии воздействия с закачкой химреагентов в нагнетательные скважины. Применение данных технологий ПНП позволяет увеличивать охват заводнением как по мощности, так и по площади пласта, сдерживать или снижать темпы обводнения добывающей продукции [2].

В качестве технологий ПНП используют различные сшитые полимерные составы на базе полиакриламидов, эмульсии, составы на основе жидкого стекла, в том числе и термотропные составы, которые в пластовых условиях гидролизуются с образованием геля. Сейчас достаточно много компаний на рынке, которые производят составы для повышения

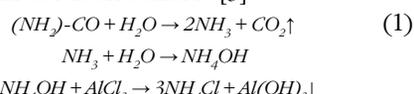
нефтеотдачи пласта на основе оксихлорида или полиоксихлорида алюминия и карбамида. Как правило, такие технологии достаточно эффективны при применении в условиях средних пластовых температур 60–80 °С. При более высоких температурах происходит быстрая деструкция неорганического геля, в результате чего происходит снижение эффективности обработки скважин, при более низких температурах скорость разложения карбамида замедляется и гель не образуется.

Экспериментальные данные показывают, что гель 10%-го рабочего раствора стандартного термотропного состава, который содержит 30% оксихлорида алюминия и 70% карбамида, при температуре 90 °С обладает невысокой вязкостью, в момент образования геля вязкость составляет около 150 мПа·с, низкой термостабильностью не более 5 суток и временем гелеобразования около 4 ч, что недостаточно для создания равномерной без разрывов оторочки реагента в пласте.

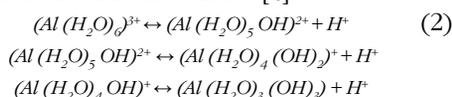
С целью улучшения основных технологических свойств термотропных составов на основе оксихлорида алюминия и карбамида на базе испытательной лаборатории ООО «НПП «НефтеСервисКомплект» совместно с ООО «Синтез» были проведены исследования

и разработаны составы на базе оксихлорида алюминия. В основе разработанных составов лежит создание пространственной решетки посредством ковалентно-координационной связи между специально подобранной низкомолекулярной полимерной добавкой, которая хорошо растворима в растворах оксихлорида и полиоксихлорида алюминия, и ионами алюминия. В результате образования пространственной решетки значительно увеличиваются реологические свойства образующегося геля, а также повышается его термостабильность.

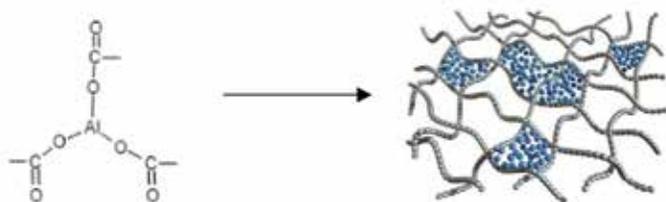
Механизм действия обычных термотропных составов заключается в гидролизе карбамида с образованием аммиака и  $\text{CO}_2$ , что ведет к повышению pH раствора в пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя согласно схеме [3]:



При pH = 3,8–4,2 происходит мгновенное образование неорганического геля из гидроксида алюминия во всем объеме раствора [3]. В водной среде гидроксид алюминия диссоциирует на аквагидратированные ионы, которые гидролизуются согласно схеме [4]:



В области pH < 3–4 доминирует трехзарядная форма алюминия, концентрация которой с повышением pH среды уменьшается в сторону нейтральной формы алюминия [4]. Поэтому в момент образования гидроксида алюминия преобладает трехфазная аквагидратированная форма алюминия, которая может взаимодействовать с гидроксильными группами полимерной добавки посредством ковалентно-координационной связи с образованием пространственной



**Рисунок – 1** Схема образования пространственной решетки

решетки (рис. 1)

В результате образования пространственной решетки происходит армирование и увеличение структурно-механических свойств геля.

Из табл. 1 видно, что создание пространственной решетки посредством ковалентно-координационной связи между специально подобранной полимерной добавкой

и ионами алюминия, увеличивает вязкость геля с 150 мПа с до 1000 мПа с, а термостабильность с 5 до 30 суток при температуре 90 °С.

Дополнительно был разработан безкарбамидный состав на основе оксихлорида алюминия с низкомолекулярной полимерной добавкой Гелен Н (ТУ 20.59.59-042-69872736-2021) для условий Урало-Поволжья, где пластовые температуры не превышают 50 °С. При разработке Гелен Н был подобран комплекс pH-регуляторов, позволяющих запускать гелеобразование в условиях низких температур.

**Таблица 1 – Характеристики разработанных составов на базе оксихлорида алюминия с низкомолекулярным полимером**

Наименование показателя	Гелен 13 (ТУ 2163-009-69872736-2016)		Гелен Т (ТУ 20.59.59-032-69872736-2020)		Гелен Н (ТУ 20.59.59-042-69872736-2021)	Complex 377 (ТУ 20.59.59-014-69872736-2017)	Термогос марка Н (ТУ 2163-008-7024070 5-09)
	5	10	5	10			
Рабочая концентрация реагента в растворе, % масс.	5	10	5	10	5	10	10
Наличие наполнителя	нет	нет	да	да	нет	нет	нет
Пласт-коллектор использования	Низко пр.	Низко пр.	Высоко пр.	Высоко пр.	Низкопр он.	Низкопр он.	Низкопр он.
Пластовая температура использования, °С	60-120	60-120	60-120	60-120	0-60	60-120	60-90
Вязкообразующесть геля навискообразующесть SV-10, мПа*с, не менее - 90 °С - 30 °С	250 -	1000 -	250 -	1000 -	- 1000	500 -	250 -
Время гелеобразования при температуре, ч, не менее - 90 °С - 30 °С	12 -	12 -	12 -	12 -	- 16	8 -	8 -
Термостабильность, сут, не менее - 90 °С - 30 °С	30 -	30 -	30 -	30 -	- 30	30 -	10 -

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гайсин Р.Ф. Разработка и совершенствование технологии регулирования заводнения терригенных пластов с применением термотропных гелеобразующих композиций // Автореферат диссертации. – Уфа, 2005. – 24 с.
2. Махмутов Р.Р. Расширение области эффективного применения химических методов увеличения нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах на примере Повховского месторождения ТПП «Повхнефетгаз» / Ф.С. Салимов, В.В. Макиенко, Д.А. Астафьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 81–83.
3. Патент РФ 2475635. В.В. Муляк, М.В. Чертенков, М.А. Силин, Л.А. Магадова. Способ разработки обводненной нефтяной залежи. Заяв. 06.07.2011. Опубл. 20.02.2013. Бюл. №5.
4. Долгоносов Б.М. Закономерности гидролиза и коагуляции солей алюминия на начальных стадиях смешения растворов // Институт водных проблем РАН. – Москва, 2005. – С. 282–294.

# Кислотная нефтewытесняющая композиция на основе трехкомпонентной системы «глицерин – борная кислота – карбамид»

М.Р. Шолитодов, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский государственный университет»

Особенностями современного этапа нефтедобычи является утяжеление добываемого сырья на фоне возрастания доли трудноизвлекаемых запасов нефтей из низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторов. Наиболее крупными запасами тяжелой и высоковязкой нефти располагают Канада и Венесуэла, значительные запасы имеют также Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. На территории России запасы нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют 7,3 млрд т, большая часть которых сосредоточена в республиках Коми и Татарстан, Тюменской области. Поэтому вопросы разработки таких запасов обладают высокой актуальностью. В области повышения нефтеотдачи тяжелых и высоковязких нефтей остается актуальным направление, связанное с разработкой новых прогрессивных физико-химических технологий, основанных на введении в пласт различного рода композиций на основе химических реагентов [1–5].

В последние годы в зарубежных литературных источниках появились сведения об испытании и применении в лабораторных условиях глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) для интенсификации процессов нефтewытеснения [6]. ГЭР обладают специфическими свойствами. Они имеют более низкую температуру плавления по сравнению с точками плавления отдельных компонентов за счет комплексообразования и делокализации заряда, происходящих посредством водородных связей. Один из компонентов выступает в роли акцептора водородных связей, другой компонент ГЭР – донор водородных связей [7].

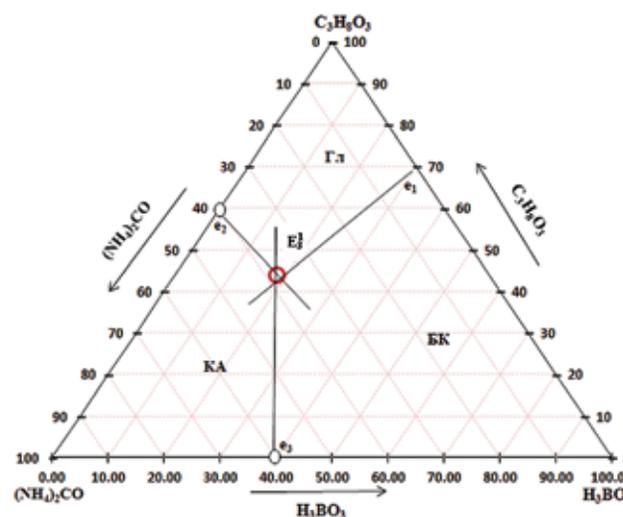
В работе представлены результаты исследования бинарных систем ГЭР «борная кислота – карбамид», «борная кислота – глицерин» и «глицерин – карбамид» и тройной системы «глицерин – карбамид – борная кислота», лежащих в основе кислотной нефтewытесняющей композиции.

Для исследования фазового равновесия бинарных систем ГЭР готовили смеси компонентов в мольном отношении 1:10 ÷ 10:1 с последующим нагреванием и определением температуры плавления или кристаллизации.

Так, бинарная система «борная кислота – карбамид» при соотношении 60% мол.  $(\text{NH}_2)_2\text{CO}$  и 40% мол.  $\text{H}_3\text{BO}_3$  имеет одну точку эвтектики при 67 °С. Бинарная система «борная кислота – карбамид» является ГЭР, в котором борная кислота является акцептором электронной пары донора, а карбамид – донором электронной пары

(основанием Льюиса). Для бинарной системы «глицерин – борная кислота» характерна одна точка эвтектики при минус 26,5 °С для состава 70% мол. глицерина и 30% мол. борной кислоты. В бинарной системе «глицерин – борная кислота» борная кислота является акцептором электронной пары донора, а глицерин является донором электронной пары, координирующим растворителем. В результате из одной молекулы борной кислоты и двух молекул глицерина образуется молекула координационного соединения – глицеринборной кислоты, на четыре порядка более сильной, чем борная кислота. Глицеринборная кислота является основой кислотной композиции с максимумом буферной емкости в кислой области рН. Для бинарной системы «глицерин – карбамид» характерна одна точка эвтектики без образования химических соединений при температуре кристаллизации минус 26,8 °С для состава 60% мол. глицерина и 40% мол. карбамида. Бинарная система «глицерин – карбамид» также является ГЭР, в котором карбамид является донором водородных связей, а глицерин – акцептором водородных связей.

Для тройной системы «глицерин – борная кислота – карбамид» при соотношениях компонентов (18% борной кислоты, 38% карбамида и 44% глицерина), соответствующих эвтектическому составу в бинарных системах, температура кристаллизации существенно ниже и составляет минус 36,8 °С (рис. 1).



КА – карбамид; ГЛ – глицерин;  
БК – борная кислота

**Рисунок 1 – Фазовая диаграмма трехкомпонентной системы «глицерин – карбамид – борная кислота»**

Трехкомпонентная система «глицерин – борная кислота – карбамид» является ГЭР, в котором борная кислота является акцептором электронной пары по отношению к глицерину и карбамиду, карбамид является донором электронной пары по отношению к борной кислоте и донором водородных связей по отношению к глицерину, глицерин является донором электронной пары для борной кислоты и акцептором водородных связей по отношению к карбамиду.

Таким образом, в результате построения и изучения диаграмм фазового состояния бинарных систем «борная кислота – глицерин», «борная кислота – карбамид» и «глицерин – карбамид» установлено, что для каждой из них характерна одна точка эвтектики (без образования химических соединений). Самую низкую температуру плавления при эвтектическом соотношении компонентов имеет система «карбамид – глицерин», температура кристаллизации которой составляет минус 26,8 °С. Для тройной системы «глицерин – борная кислота – карбамид» при соотношениях компонентов, соответствующих эвтектическим в бинарных системах, температура кристаллизации существенно ниже и составляет минус 38,9 °С. На ее основе можно получить низкозастывающую жидкую товарную форму кислотной нефтевытесняющей композиции. Исследование диаграмм фазового равновесия бинарных систем позволяет получить трехкомпонентные

системы с заданными свойствами, в частности, температурой застывания.

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Алтунина Л.К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов, В.В. Козлов. – Георесурсы, 2016. – 18 (4). – Ч. 1. – С. 281–288.
2. Алтунина Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов. – Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С. 46–52.
3. Боксерман А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений / А.А. Боксерман, Н.Л. Раковский и др. – М.: ВИНТИ. 1975. – Т. 7. – 87 с.
4. Максудов Р. А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. А. Максудов, Г. И. Орлов, А. В. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 46–58.
5. Yakutseni V.P. Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total balance / V.P. Yakutseni, Yu. E. Petrova, A. A. Sukhanov // Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice. – 2007. – No. 2. – P. 1–11.
6. Mohsenzadeh A.a , Y. Al-Wahaibi, R. Al-Hajri, B. Jibril , N. Mosavat. Sequential deep eutectic solvent and steam injection for enhanced heavy oil recovery and in-situ upgrading. Fuel 187 (2017). – P. 417–428.
7. Payam Kalthor, Khashayar Ghandi. Payam Kalthor. Deep Eutectic Solvents for Pretreatment, Extraction, and Catalysis of Biomass and Food Waste / Molecules. – 2019. – 24. – 4012.

## Исследование солянокислотных составов для применения в карбонатных коллекторах

Г.С. Дубинский, Уфимский государственный нефтяной технический университет

За время разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации запасы нефти и газа, приуроченные к терригенным коллекторам, извлекались с интенсивностью большей, чем из карбонатов. В настоящее время большая часть их истощена и на первый план начинают выходить запасы нефти в карбонатных коллекторах. Объем добычи нефти из залежей в карбонатах нарастает. Залежи в карбонатах имеют сложное геологическое строение, зачастую в них содержится нефть повышенной вязкости и высоковязкая. Специфика строения залежей в карбонатах вынуждает применять стимулирование притока флюидов в скважины.

Исследование воздействия солянокислотных составов на карбонаты имеет большое научно-практическое значение, т. к. солянокислотные обработки (СКО) всегда были в ряду основных методов интенсификации добычи нефти (МИДН) из карбонатных пластов [1, 2, 3]. Опыт интенсификации притока из карбонатных коллекторов с помощью СКО показал, что успешность обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), прирост дебита

нефти зависят от геолого-физических условий, на эффективность влияет ряд факторов, важнейшие из которых:

- кратность и вид СКО (стандартная, пенокислотная, ПАВ+СКО, обработка «замедленной» кислотой, с отклонителем, и т. д.);
- геолого-физические особенности пласта (коллекторские характеристики, смачиваемость и т. д.);
- параметры технологии СКО (давление закачки, объем раствора кислоты, содержание кислоты в растворе и т. д.);
- текущие показатели работы скважины и в целом залежи (текущее пластовое давление, обводненность продукции и т. д.)

Эффективность СКО прямо зависит от глубины охвата пласта активным кислотным составом. Глубина проникновения зависит от скорости реагирования кислотного агента с горными породами. Скорость фильтрации продуктов реакции вглубь пласта определяет скорость реакции кислоты с карбонатной породой, а значит, эффективность СКО задается проникновением

продуктов кислотной реакции в матрицу породы. Малая глубина проникновения активного кислотного состава в трещины и поры пласта сильно ограничивает эффективность СКО. Как правило, эта глубина не более  $0,6 \pm 1,0$  м, это обуславливается растратой реактивной активности в ближней зоне пласта вокруг скважины, что приводит к быстрому падению эффективности повторных обработок. Снижение интенсивности растворения карбонатной матрицы кислотным агентом позволяет сохранять активность кислоты и нарастить глубину ее проникновения в продуктивный пласт либо «отклонить» кислотный состав в невыработанные интервалы и воздействовать на них [1, 2, 3, 4, 5], повышая эффективность СКО.

Были исследованы образцы карбонатного коллектора с карбонатностью свыше 90% (средний карбон запада Республики Башкортостан). Скорость реакции измерялась в статических и динамических условиях по величине потери веса при избыточном и атмосферном давлении. При этом принято во внимание, что объем кислотного состава, скорость его реакции с минеральным скелетом, вид фильтрации существенно влияют на эффективность обработки образцов породы. Для создания условий статической реакции раствора при обработке керна необходимо, чтобы объем его был равен объему порового пространства. Следует заметить, что увеличение объема прокачанного солянокислотного раствора через пористую среду повышает эффект обработки. Лабораторные эксперименты с соляной кислотой и карбонатами, проведенные при температуре  $29^\circ\text{C}$  и давлении 8,0 МПа, показали, что скорость реакции увеличивается при росте концентрации кислоты до 22÷28%, а далее снижается. Эксперименты с карбонатными кернами при давлениях прокачки 10, 15 и 20 МПа и температуре  $100^\circ\text{C}$ , с 10-минутной выдержкой на реакцию показали, что при повышении давления снижается скорость реакции, а максимальная величина ее сдвигается в сторону меньшей начальной концентрации соляной кислоты в растворе. Такое явление объясняется зависимостью скорости реагирования солянокислотного раствора с карбонатами от концентрации кислоты в растворе и от скорости диффузии активных молекул к поверхности исследуемого образца породы. То есть рост давления способствует ощутимому торможению процесса нейтрализации кислотного состава, также дополнительно смещается максимум скорости реакции в зону начальной концентрации кислоты в растворе от 18% и ниже.

Динамические исследования обработки солянокислотным раствором нефтенасыщенных карбонатных образцов, проводили с тремя типами кислотных составов (КС):

- КС-0 – 15%-ный солянокислотный состав;
- КС+ПАВ – 15%-ный композиционный солянокислотный состав, содержащий катионоактивное ПАВ (КПАВ);
- КС+З – 15%-ный композиционный

солянокислотный состав, содержащий замедлитель на базе силиката.

Результаты оценивали по простоте проницаемости образца после прокачки кислотного состава. Исследования показали, что солянокислотный раствор практически всегда движется через высокопроницаемые каналы, трещины или каверны, сильно уменьшая эффективность кислотной обработки, поскольку новые фильтрационные каналы образуются в значительно меньшем количестве. Проведено 36 исследований воздействия кислотного состава на карбонатный образец из них 16 раз произошел прорыв КС с начала обработки, т. е. кислота проходила по керну через суперпроницаемый канал. Установлено, что наибольшее увеличение проницаемости наблюдается при максимальном охвате пустотного пространства образца кислотным воздействием. Сильнее этот эффект проявился при КС+З и КС-0. Воздействие КС+ПАВ оказалось малоэффективным вне зависимости от закачанного объема КС+ПАВ и скорости его закачки, а в трех экспериментах результат отрицательный – уменьшение проницаемости керна. Лучший эффект получен с КС+З.

Например, в условиях нефтяных залежей в карбонатах, разрабатываемых НГДУ «Туймазанефть», применение КС+З (в качестве замедлителя использован хлорид алюминия) в пяти добывающих скважинах позволило увеличить дебит нефти в среднем на 2,4 т/сут.

Можно сделать вывод, что регулирование скорости реакции кислоты с карбонатной породой, достижение равномерного и глубокого проникновения КС в пласт позволяет достигать успешности СКО. Требуется адаптация КС к геолого-физическим условиям конкретных залежей. Учет полученных результатов при проведении СКО повысит успешность первичных и вторичных СКО, позволит обеспечить более эффективное и полное извлечение запасов нефти из карбонатных пластов.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев А.В. и др. Технологии интенсификации притока из сложнопостроенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия: монография / А.В. Андреев, Г.С. Дубинский, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 182 с.
2. Антипин Ю.В. Интенсификация добычи нефти из высокообводненных карбонатных пластов // Ю.В. Антипин, А.В. Лысенков, А.А. Карпов, Р.М. Тухтеев, Р.А. Ибраев, Ю.Н. Стенечкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 96–98.
3. Лысенков А.В. Интенсификация притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов с высокой обводненностью / А.В. Лысенков, Ю.В. Антипин, Ю.Н. Стенечкин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 36–39.
4. Андреев В.Е. и др. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5–14.

# Coiled/tubing Limes

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)

Президент компании –  
компания ЭСТМ  
инновационный сервис

**Coiled/tubing  
Limes**

2-1 (80-81), Сентябрь, September 2022



80-81



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



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

# Наш авторский актив

Как у всякого журнала, у «Времени колтюбинга. Времени ГРП» есть редакция, где совершается таинство подготовки материалов к печати – происходит редактура – корректура – верстка, и в результате всех этих действий тексты приобретают оформленный вид, собираются в корпус, который и помещается под красочную обложку.

Но изначальная субстанция, как сказали бы алхимики, *materia prima* – это статьи, тезисы, интервью, заметки – все то, что выходит из-под пера авторов. Именно они поставляют, простите это определение, сырье для работы редакции. Они создают то, из чего, собственно, и делается главный продукт – журнал. Потому журнал – это авторы!

Наша редакция гордится своим авторским активом. Спасибо, что вы у нас есть, дорогие и верные друзья! Вы подарили нашим читателям интересные публикации, вызвавшие большой резонанс. Вы помогли журналу стать «Лучшим периодическим изданием в России, освещающим проблемы нефтегазового сервиса», по версии ICoTA-Россия.

Редакционным советом научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» в 2016 году было учреждено звание «Лучший автор».

В течение 2022 года свет увидели «ВК» № 79–82.

Традиционно наших лучших авторов мы чествуем в заключительном, зимнем номере.

Первый номер «Времени колтюбинга» уходящего года открывало прогнозное исследование руководителя аналитической группы RPI **Вадима Кравца** «Отложенный спрос поддержит нефтесервисный рынок». Многие выводы, сделанные в этой работе, и сегодня не потеряли актуальности. «С 2016 года получили распространение такие сегменты колтюбинга, как колтюбинг при бурении (вскрытии пластов) и колтюбинг при ЗБС, в 2020 году их доля в физическом выражении составила 3,6%, продолжив положительную динамику (в 2019 году их доля составляла 2,9%). Однако главным драйвером роста колтюбинговых операций в России в денежном выражении в 2007-2020 годах были операции ГРП, в первую очередь



Вадим Кравец

операции многостадийного ГРП на новых скважинах. В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост high-cost-сегмента, и прежде всего это окажется связанным с ростом операций при ГРП и МГРП. Увеличение объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается

использованием «гибкой трубы».

В среднесрочной перспективе сегмент МГРП

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

Начальник Центра технического развития ООО «ТаграсРемСервис» **Максим Фадеев** выступил со статьей «Цифровые решения для ГРП», в которой были рассмотрены примеры того, как цифровизация позволяет

решать ряд задач при производстве ГРП, а именно: снижать трудозатраты, автоматизировать

рабочие места, упреждать отказы оборудования.

**Ильдар Ахметзяров**, начальник технологического отдела предприятия «АктюбинскРемСервис» ООО «Таграс-РемСервис», опубликовал презентацию с пояснениями «Опыт эксплуатации СНБ54». Компоновка управляемого бурения на ГНКТ СНБ54 была разработана СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) по заказу предприятия «АктюбинскРемСервис». Она представляет собой



Ильдар Ахметзяров



Александра Галкина



**На снимке: главный редактор журнала Галина Булыка и председатель ICoTA-Россия Константин Бурдин вручают диплом лучшего автора Максиму Фадееву**

ГЗД с долотом, шарнир, обратный клапан, устройство поворотное, модуль телеметрии, аварийный разъединитель и соединитель. Наземное оборудование: блок приема – передачи информации, блок питания и ПК. В 2021 году были проведены опытно-промысловые работы: испытания системы направленного бурения СНБ54 на двух скважинах.

Лучший результат увеличения дебита скважины: до ремонта дебит составлял 1,1 т/сут, после бурения бокового ответвления протяженностью 100 метров дебит скважины составил 3,5 т/сут.

Главный инженер проекта «Ямбург» ООО «Газпромнефть-Заполярье» **Андрей Трифонов**, руководитель по инженерной поддержке ГНКТ ООО «Газпромнефть-Заполярье» **Анатолий Кичигин** и эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы



и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» **Сергей Симаков** являются членами авторских коллективов статей «Увеличение зоны охвата скважины – микроГНКТ для задач радиального вскрытия пласта». 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. В статье была описана технология

радиального вскрытия пласта – один из инновационных подходов, направленный на вовлечение небольших залежей нефти, остающихся в стороне от границ действующей разработки, – и приведены результаты ее использования.

**Анатолий Кичигин** и **Сергей Симаков** также выступили в качестве авторов публикации «Применение извлекаемой мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для ее безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газоконденсатных скважинах». Районы Крайнего Севера являются наиболее перспективной территорией для освоения новых запасов углеводородов на территории Российской Федерации. Неоком-юрские пласты нефтегазоконденсатных месторождений

Андрей Трифонов



имеют высокий потенциал по добыче углеводородов и разрабатываются с применением горизонтальных скважин с протяженностью стволов более 1000 м. Ремонтные работы газоконденсатных скважин неоком-юрской залежи, сопровождаемые глушением солевыми растворами, значительно снижают 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 временная изоляция пластов для сохранения высоких темпов добычи газа и безопасности при ремонтных работах на горизонтальных газоконденсатных скважинах. В статье было описано решение для временной изоляции пластов как альтернативы глушению скважин.

«Исследование процесса ингибирования кислотной коррозии стали гибких труб» представила вниманию читателей **Александра Галкина**, инженер ОНЦМУ РГУ



**На снимке: главный редактор журнала Галина Булька и председатель ИСОТА-Россия Константин Бурдин вручают диплом лучшего автора Сергею Симакову**

нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». На кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина были проведены работы по исследованию ингибирования процесса кислотной коррозии стали гибких труб. В качестве образцов металла 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. 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 были сделаны выводы о необходимости комплексного исследования процесса коррозии и его ингибирования для металлических конструкций, эксплуатируемых в нефтегазодобывающей отрасли. Следует оценивать влияние химических элементов,



Ермек Каипов

входящих в состав металла, а также учитывать особенности протекания коррозии металла в различных кислотных составах в статических и динамических условиях.

Главный инженер по разработке месторождений компании «Шлюмберге» **Ермек Каипов** выступил с презентацией «Применение высокочастотных измерений на поверхности для оптимизации процесса очистки ствола скважины после стимуляции», в которой были изложены особенности работ по освоению скважин после МГРП, в частности, оптимизации процесса очистки скважины с целью сохранения трещины ГРП.

Редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» благодарит лучших авторов 2022 года за их замечательные публикации и ждет от них новые статьи, интервью, зарисовки, обзоры, которые украсят редакционный портфель в 2023 году.

Лучшим авторам журнала – 2022, которые являлись делегатами 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», почетные дипломы были вручены в торжественной обстановке.

Приглашаем нынешних и новых авторов к сотрудничеству в 2023 году! 📍



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





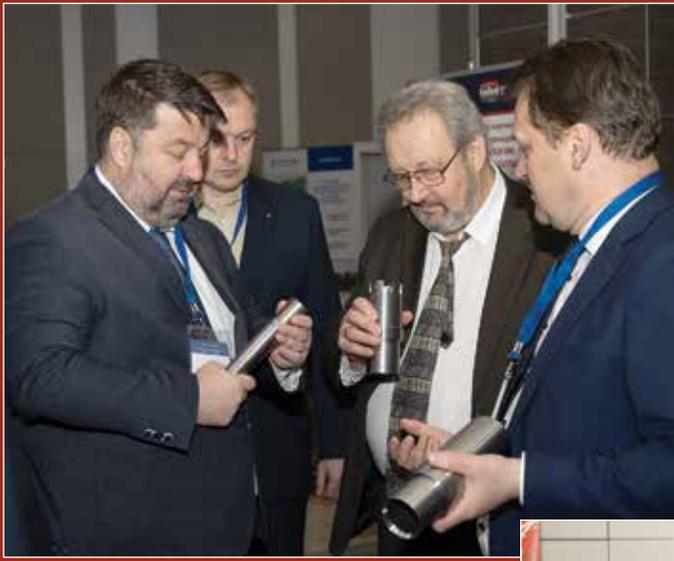
# 23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»





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







**23-24**  
**МАРТА**

г. Новый Уренгой



**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.  
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –  
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**

в рамках  
**ЯМАЛЬСКОГО  
НЕФТЕГАЗОВОГО  
ФОРУМА**

**СИБ Экспо SERVICE**

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск  
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkxes@yandex.ru, www.ses.net.ru



**2023**



Семнадцатая межрегиональная  
специализированная выставка

## «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

23-24 марта 2023 года

г. Новый Уренгой, Деловой центр «ЯМАЛ»,  
ул. Юбилейная, 5

### Организатор форума:

- Правительство ЯНАО;
- Администрация г. Новый Уренгой.

### Оператор выставки:

- ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис».

Выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу» одним емким названием выражает потребности региона, профилирующей отраслью которого считается топливная промышленность. Всего на Ямале 79 месторождений, и каждое из них нуждается в современном оборудовании, технологиях. Немаловажную роль играют инвестиционные программы и проекты. Все это отражают экспозиции, которые предлагает выставка. Без передовых идей, демонстрируемых на выставке, невозможно развитие промышленных отраслей в перспективе.

Ямальский нефтегазовый форум и выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу» охватывают все базовые разделы, связанные с ресурсами, их добычей и переработкой. В программе предусмотрены:

- **Экспозиции.** Темы разделов отличаются разнообразием, но все они подчинены перспективным идеям по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Поэтому в приоритете презентации методов и оборудования, IT-решений и технологий, систем автоматизации и контроля. Все они ориентированы на добывающую отрасль и предлагают только лучшие перспективные решения.
- **Деловая программа.** Перед добывающими предприятиями ставятся множественные задачи – от повышения эффективности и продуктивности добычи до решения проблем импортозамещения. Тематические конференции, круглые столы и семинары находят оптимальные пути развития по всем направлениям.
- **Сотрудничество и развитие.** Ямал благодаря активной добыче полезных ископаемых и газа

стал опорной точкой многих производственных процессов. Добываемые здесь ресурсы необходимы для работы большинства регионов РФ. Прямое общение на выставке между заинтересованными сторонами способствует заключению договоров и контрактов.

В Ямальском нефтегазовом форуме принимают участие специалисты российских и зарубежных промышленных и транспортных компаний, члены правительства автономного округа, представители федеральных структур, производители техники и оборудования, ученые.

В 2022 году специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу» собрала 80 предприятий-участников, посетили выставку около 4000 специалистов нефтегазовой отрасли.

На выставке представили свою продукцию и услуги компании топливно-энергетического комплекса, производители и поставщики оборудования из 30 городов России от Санкт-Петербурга до Владивостока: ООО «Газпром Добыча Ямбург», ООО «Газпром Добыча Уренгой», ОАО «Севернефтегазпром», ООО Завод «Газпроммаш», ОАО «ГМС Нефтемаш», ООО «Стэлс», ООО «Импэкс Электро», ООО «ПРИВОДЫ АУМА», ЗАО «ДС Контролз», ООО «АСФ-Развитие», ООО НПО «Фундаментстройаркос», ОАО «АБС ЗЭИМ Автоматизация», ООО «Производственно-Сервисная Компания», ООО «НТЭ», ООО «Завод Прикамье», ООО «Насосы ППД», ООО «ЭЛИОН-Тюмень», ООО «ЭлМетро-Инжиниринг», ООО «Виллина», ООО «Арматурный завод «ФОРУМ», ГК «РИЗУР», АО «Благовещенский арматурный завод», АО «Протон», ООО «Арматурный завод», ООО «АСФ-Оборудование», АО «Морозовский химический завод», ООО ТПК «Полидек», АО «Си Ай С – Контролс», АО «СовПлим», ООО «Техсервис-Инжиниринг», ООО НПО «Турбулентность-ДОН», ООО НПП «ТЭК», ООО «Акустические Измерительные Системы-НН», ООО «Завод Москабель», ООО «Кадано», ЗАО «Пермский завод грузовой техники», ООО «ПЛКГРУП», ООО «Приустьевая арматура», ООО «ПромАрмСтрой»,

ООО «ПРОМВИАР», ООО «ПТИМАШ», ООО «Речной порт Нефтеюганск», ООО НПП «СЕНСОР», ООО ТНПВО «СИАМ», ООО «ТПК», ООО «ТРУТОРК РУС», ООО «ТД Фокус», ООО «ЧТЗ Русич-Трак», ООО НПО «ЮМАС», ООО «ЯмалСпецЦентр» и др. А также ряд компаний Пермского края с коллективной экспозиции предприятий Перми.

Посетили выставку представители: ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», ПАО НК «Роснефть», АО «РОСПАН Интернешнл», ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК», АО «Ачимгаз», ООО «Газпром переработка» ЗПКТ, ООО «Газпром переработка» УТЖУ, ООО «Рупетрол Трейд», ООО «Новатэк-Таркосалнефтегаз», ООО «Пурнефтепереработка», «Газпром трансгаз Екатеринбург», НАО НПП «Айсберг», ООО «Группа Полипластик», ООО «ЛЮМ-Свет», ООО «ЯРГЕО», АО УК «Аэропорты Регионов», АО «Красный пролетарий», АО «УКЗ», ТД АЗ «Старт», Т2 Мобайл, Аэропорт Новый Уренгой, Теплострой+, ООО «Газпромнефть НТУ», ООО «Газпром недра», ПФ «Севергазгеофизика», ООО ПНО «Экспериментальный завод», ООО «Газпром нефть Ямал», «Газпром техникум», ГПС-2, ООО «Ачим Девелопмент», АО «Арктикгаз», ООО «ЯмалКомфорт», ООО «Газпром энерго» и других предприятий.

В рамках выставки проходили конференции, семинары, презентации, проводился конкурс на золотую медаль «Полярная сова».

Предприниматели, которые хотят заявить о себе и развиваться, крупные компании, желающие подтвердить свой высокий статус, и все, кто хочет быть в центре событий топливно-энергетического комплекса региона, приглашаем вас принять участие в выставке!

***Будем рады видеть вас среди участников и посетителей выставки!***

***Руководитель выставочного проекта – Колесникова Елена Валерьевна***

***Телефон: (383) 335-63-50  
E-mail: Elena.K@ses.net.ru  
<http://ses.net.ru>***



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

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



ICOTA  
РОССИЯ



**Контактная информация**

**Пыжевский переулк, 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)**



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

## ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Организация/компания/структура \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Адрес электронной почты \_\_\_\_\_

Телефон служебный \_\_\_\_\_ Факс \_\_\_\_\_

Телефон мобильный \_\_\_\_\_

Почтовый адрес для связи \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19  
или скан заявления на e-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)



**Медиаплан распространения журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»  
на отраслевых мероприятиях в 2023 году**

ВК № 4/82, декабрь-2022

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition	11-13.01.2023	Оман, Мускат
19-я специализированная выставка оборудования и технологий для нефтяной и газовой промышленности и нефтеперерабатывающего комплекса «Оборудование – Нефть. Газ. Химия – 2023»	8-10.02.2023	Россия, Волгоград
Конгресс по цифровизации нефтегазовой отрасли России	13-14.03.2023	Россия, Казань
SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition	21-22.03.2023	USA, Texas, The Woodlands
17-я межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу – 2023»	23-24.03.2023	Россия, Новый Уренгой
17-я конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе», Нефтегазснаб-2023	30.03.2023	Россия, Москва
Национальный нефтегазовый форум совместно с выставкой «Нефтегаз-2023»	24-27.04.2023	Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»
22-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» «Нефтегаз-2023»	24-27.04.2023	Россия, Москва

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,  
д. 5, стр. 1, офис 224  
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

## Дорогие читатели!

### Подписку на научно-практический журнал «Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении  
«Роспечати» в период проведения подписных  
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ  
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку  
непосредственно в редакции журнала  
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка  
в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию  
отправляйте запрос по адресу:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

For English-speaking readers we recommend  
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



#### Константин Николаевич Алегин

К.Н. Алегин родился 15 ноября 1985 года в селе Липовка  
Бузулукского района Оренбургской области, Россия.

Окончил Липовскую неполную среднюю школу в 2000 году  
с красным аттестатом. Поступил в Бугурусланский нефтяной  
колледж на очное обучение по направлению «Разработка и  
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Окончил  
в 2005 году с красным дипломом. В 2005 году поступил в  
Самарский государственный политехнический университет на  
заочное отделение по направлению «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений».

По окончании учебы в Бугурусланском нефтяном колледже с  
июля 2005 года работал в ООО «НефтеХимТранс» оператором по  
химической обработке скважин. В ноябре 2005 года устроился  
в Бузулукскую экспедицию ЗАО «Самолорнефтепромхим»  
помощником бурильщика капитального ремонта скважин,  
где проработал до конца 2016 года в следующих должностях:  
мастер КРС, инженер-технолог геолого-технологического отдела,  
инженер-технолог производственно-технологического отдела,  
начальник геологического отдела и закончил работу в должности  
главного геолога экспедиции.

С начала 2017 года продолжил трудовую деятельность в  
ООО «ОКТАН» в должности главного технолога по освоению  
скважин мобильными блочными сепарационными наливными  
установками.

С 2018 года по настоящее время работает в должности главного  
геолога ООО «ВETERАН». С 25 октября 2022 года является  
заместителем генерального директора по развитию бизнеса  
и инновациям в ООО «Центр современных услуг геофизика и  
сервис».

**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;  
**Natallia Mikheyeva** – 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



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)