

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *Limes*

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (83), March/Март 2023

www.cttimes.org

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП,
ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

ОПЫТ ФРЕЗЕРОВАНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПАКЕР-ПРОБОК
ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА
ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ Plug & Perf В СКВАЖИНАХ
РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

ИНТЕРВЬЮ С Д.В. ОСНОВСКИМ, ГЛАВНЫМ ТЕХНОЛОГОМ
ООО «ГАЗПРОМ ПОДЗЕМРЕМОНТ УРЕНГОЙ»

INTERVIEW WITH DMITRIY OSNOVSKIY, CHIEF TECHNOLOGIST
AT GAZPROM PODZEMREMONT URENGOY

ИНТЕРВЬЮ С Д.А. КОВАЛЬЧУКОМ, ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРОМ
ГНКТ ООО «ИНК-ТКРС»

INTERVIEW WITH DMITRIY KOVALCHUK, CHIEF ENGINEER
OF COILED TUBING AT INK-TKRS LLC

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ
SPE/ICoTA 2022 (ЧАСТЬ 3)

SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION
CONFERENCE 2022 ABSTRACTS (PART 3)

СТРАСТИ ПО ЛИТИЮ



На правах рекламы

ООО «Пакер Сервис»

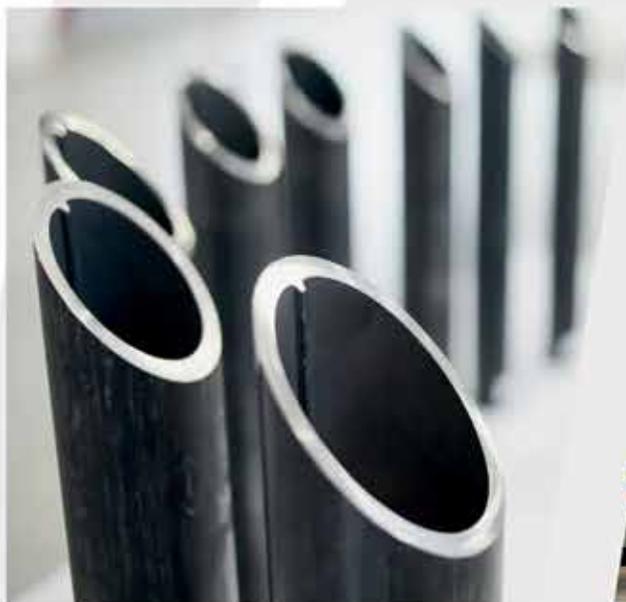
РФ, Москва,
Варшавское шоссе,
д. 1 стр. 6, офис 27
тел. +7 (495) 663-31-07
packer-service.ru



83



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
estm-tula.com

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

**The 24th 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

**16–17 ноября 2023 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)**

**November 16–17, 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
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)
www.cttimes.org



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Е.Б. Лапотентова, заместитель председателя Совета Группы ФИД

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Р.М. Ахметшин, 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

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

R. Akhmetshin, Chief Specialist in Coiled Tubing Technologies, TagraS-RemServis LLC;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Ovsiankin, Deputy General Director, Packer Service LLC;

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

S. Simakov, Competence center expert on well construction and workover technologies, Block of Expertise and Functional Development, Gazpromneft STC LLC;

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

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

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

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

S. Zagranichny, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 495 481 34 97, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

Дорогие друзья!

Вышел в свет очередной номер нашего журнала. Основная публикация посвящена итогам 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая, по словам члена Совета Группы ФИД Дмитрия Грибановского, «стала для нас всех культовым мероприятием, на ежегодной основе собирающим людей, влюбленных в свое дело, посвятивших ему всю сознательную жизнь».

Год – привычная единица времени. Вот и наша конференция раз в год наводит фокус на самые важные верстовые столпы на пути развития отечественного нефтегазового сервиса. В частности, в этот раз было констатировано, что, несмотря на все препятствия, рынок колтюбинга реально вырос на 10–15%. Если в начале 2022 года на российских месторождениях было задействовано 105 колтюбинговых установок, то сейчас их уже 120. Это очень существенный рост, который никто из экспертов не прогнозировал.

Были очерчены и стратегические направления. Руководитель дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, заместитель руководителя ЦКТР ТЭК Павел Бровков считает, что «связка «добывающие компании – нефтесервисные компании – производители оборудования» является ключом к успеху, продвижению на рынок отечественных технологий, который открывает двери в будущее». Заместитель руководителя Центра компетенций импортозамещения в ТЭК АНО «Агентство по технологическому развитию» Павел Сладков уверен, что «сегодня, как никогда раньше, стабильность процессов зависит от обратного инжиниринга, который в современных реалиях является наиболее быстрым способом замещения импортных аналогов». А Сулейман Ситдиков, руководитель направления блока по развитию открытых инноваций и новых бизнесов в ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», для поиска, оценки и дальнейшего внедрения технологических решений стартапов предлагает использовать модель открытых инноваций – инструмент, который позволяет быстро привлекать передовые решения с рынка для развития бизнеса компании.

Программа конференции включала 6 секций, вместивших 31 доклад. Выступающими были охарактеризованы созвучные времени тенденции: повсеместная видеофиксация при выполнении работ, новые системы управления установками и флотами, использование нейросетевых моделей – самообучающихся и адаптивных систем управления



нефтегазовым оборудованием.

Также были подтверждены тренды развития рынка ГНКТ: растут глубины скважин, протяженности их горизонтальных участков, диаметры гибкой трубы, увеличивается вес колтюбинговых установок. Что касается непосредственно технологий, то особо хочется отметить, что все больше компаний стали использовать бурение на ГНКТ. В частности, по заказу компании «Газпром нефть» в ноябре 2022 года был пробурен первый ствол протяженностью 380 м. Эксперт Центра компетенций по технологиям

строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» Сергей Симаков считает, что технология бурения с ГНКТ в высокой степени эффективна при работе по остаточным запасам, когда невозможно произвести ГРП, чтобы приобщить нефтяные пропластки. Особенно успешно колтюбинговое бурение в карбонатных коллекторах.

В предыдущие годы был накоплен опыт бурения с ГНКТ и у ООО «ФракДжет-Волга», но в 2022 году компанией было создано специальное оборудование и начался новый этап использования этой технологии. Пробурен первый ствол протяженностью 380 м. В будущем планируется развитие технологии бурения на ГНКТ не с гидравлическим, а с электрическим управлением, что поспособствует более строгому соответствию профиля проекту.

А под требования предприятия «АктюбинскРемСервис» ООО «ТаграС-РемСервис» конструкторами СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) была разработана система направленного бурения СНБ54, о результатах использования которой наш журнал уже сообщал («ВК» № 79, с. 24–32).

Отрадно, что технология направленного колтюбингового бурения находит все более широкое применение. В ее перспективы верил и всеми силами продвигал создание оборудования для ее осуществления основатель Группы ФИД и автор проекта «Время колтюбинга» Леонид Груздилович, которого, к сожалению, нет с нами. Но так случается, что идеи, планы, мечты нередко переживают своих авторов. Наверное, в этом и состоит суть преемственности – цепи, которая неразрывна.

Елена Лапотентова, председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга»

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Тематический диапазон конференции постоянно расширяется
23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ТЕХНОЛОГИИ

- 28** **П.В. Ревяков, А.Н. Кобец, Ю.В. Войтов, С.Н. Плеханов**
Опыт фрезерования композитных пакер-пробок после многостадийного гидравлического разрыва пласта по технологии Plug & Perf в скважинах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
- 32** **Константин Алегин**
Перспективы ультразвукового воздействия на продуктивный пласт горизонтального участка ствола скважины с применением ГНКТ

- 36** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2022 (часть 3)

- 36** *Секция 8. Стимулирование притока, охват заводнением и нетрадиционные способы применения технологий*

- 47** *Секция 9. Развитие аналитики данных и проведение внутрискважинных операций в условиях экономии финансовых средств*

- 53** *Секция 10. Электронные стендовые доклады V – обмен знаниями*

ПРАКТИКА

- 56** Всё больше ремонтов происходит с использованием колтюбинга
(Беседа с **Д.В. Основским**, главным технологом ООО «Газпром подземремонт Уренгой»)

- 60** Спектр наших работ очень широк
(Беседа с **Д.А. Ковальчуком**, главным инженером ГНКТ ООО «ИНК-ТКРС»)

НЕФТЕПРО-МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

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

- 66** *Применение водно-солевой эмульсии на основе углеводородного эмульгатора как эффективный метод повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях*

67 Сравнительная оценка технологий повышения нефтеотдачи пластов: ПАВ-щелочного воздействия и ASP-заводнения

69 Повышение нефтеотдачи пласта с помощью технологии ПАВ-заводнения

70 Проектирование кислотного воздействия для высокотемпературных газовых пластов ачимовской свиты

ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

72 Страсти по литию

TECHNOLOGIES

36 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 3)

36 *Session 8. Stimulation, conformance, and non-conventional applications*

47 *Session 9. Emergence of data science and the value of interventions during increased capital discipline*

53 *Session 10. Knowledge sharing ePoster V*

PRACTICE

56 More and More Repairs Are Carried Out Using Coiled Tubing
(Interview with **D.V. Osnovskiy**, Chief Technologist at Gazprom Podzemremont Urengoy)

60 The Range of Our Work Is Very Wide
(Interview with **D.A. Kovalchuk**, Chief Engineer of Coiled Tubing at INK-TKRS LLC)

ТЕМАТИЧЕСКИЙ ДИАПАЗОН КОНФЕРЕНЦИИ ПОСТОЯННО РАСШИРЯЕТСЯ

В Москве 17-18 ноября 2022 года состоялась 23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Организаторами мероприятия традиционно являлись редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия). 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 «Пакер Сервис» и ООО «Энгельсспецтрубмаш» (ООО «ЭСТМ») (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 ИСОТА. 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 и Китая, поддержавших формат международного мероприятия. Слушатели конференции представляли 50 структур, в т. ч. компании: Группа ФИД, «Газпромнефть – Технологические партнерства», «Газпромнефть НТЦ», «Газпромнефть-Заполярье»,



Константин Бурдин



Дмитрий Грибановский

«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», «РусВеллГрупп», «ГИС НефтеСервис», «Южэнерджи», СЗАО «ФИДМАШ», ESTM, «ШИНДА», «Химпром», «РосТЭКтехнологии», «СТАР ТЬЮБИНГ» и др.

СЛОВА ПРИВЕТСТВИЯ

Конференцию открыли председатель оргкомитета, директор ООО «Время колтюбинга» **Иван Пирч** и председатель ИСоТА-Россия, к. т. н. **Константин Бурдин**, который отметил: «Несмотря на сложные времена, конференция уже в 23-й раз проходит успешно. Более ста человек зарегистрированы участниками. Более тридцати докладов собрано в программе. Радует, что тематический диапазон мероприятия постоянно расширяется, и сейчас широко представлены не только технологии ГНКТ, но и ГРП. В будущем, надеюсь, доклады по ГРП займут отдельный день конференции. Что касается рынка ГНКТ в России, то кто-то говорит, что цены на работы очень низкие, оборудования не хватает, санкционное давление действует, запчастей нет... Однако если в начале 2022 года на нефтесервисном рынке было задействовано 105 колтюбинговых установок, то сейчас их уже 120. Семь новых установок были закуплены, тогда как остальные восемь были выведены из нерабочего состояния и запущены в работу новыми собственниками. К примеру, компания «ФракДжет-Волга» сегодня оперирует восемнадцатью флотами ГНКТ, компания «Пакер Сервис» – пятнадцатью. Рынок реально вырос процентов на 10–15. Это очень существенный рост, который, если честно, никто не прогнозировал. Объяснить этот рост можно большим количеством новых разведочных активов отдаленных месторождений, развитием месторождений Восточной Сибири и Сахалина. Стали активно действовать небольшие частные компании, которые привлекают ГРП, а следом – и ГНКТ. Проблемы с запчастями тоже решаются: помимо параллельного импорта, очень хорошо

Если в начале 2022 года на нефтесервисном рынке было задействовано 105 колтюбинговых установок, то сейчас их уже 120.



Павел Бровков

Эта научно-практическая конференция стала для нас всех культовым мероприятием. Она на ежегодной основе собирает людей, влюбленных в свое дело, посвятивших ему всю сознательную жизнь.

работают местные поставщики. В качестве председателя ИСоТА-Россия я приветствую всех участников конференции. Поздравляю с 20-летием журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», который внес существенную лепту в продвижение колтюбинговых технологий в России».

С приветственным словом выступил и руководитель дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство»

Министерства энергетики Российской Федерации, заместитель руководителя ЦКТР ТЭК **Павел Бровков**. Он поблагодарил организаторов конференции, сумевших в непростое время решить сложную задачу – собрать представительный коллектив участников. «Главная цель любой конференции – это обмен информацией, позиционирование своих технологий и услуг, но основной акцент я бы хотел сделать на то, что наша работа должна быть действительно открытой, чтобы у нас появлялись

отечественные сложные решения, чтобы был эффективный обмен информацией, несмотря на то что коллеги конкурируют друг с другом. Связка «добывающие компании – нефтесервисные компании – производители оборудования» является определяющей. Это тот самый ключ к успеху, продвижению на рынок отечественных технологий, который открывает двери в будущее».

Член Совета Группы ФИД **Дмитрий Грибановский** выступил от лица компаний Группы и, в частности, сказал: «Эта научно-практическая конференция стала для нас всех культовым мероприятием. Она на ежегодной основе собирает людей, влюбленных в свое дело, посвятивших ему всю сознательную жизнь. Многие из находящихся в этом зале знакомы уже не один десяток лет. По сути, мы собираемся раз в год как одна большая семья, чтобы поделиться своими достижениями, чтобы вынести на суд коллег свои новые разработки, чтобы вместе сформулировать основные задачи развития технологий ГНКТ и ГРП. Ведь мы представляем весь срез специалистов – от науки, недропользователей и до сервисных компаний и производителей оборудования. Хотелось бы пожелать, чтобы эти два дня стали для нас всех максимально эффективными, чтобы мы насытили друг друга новыми идеями, а главное – чтобы мы подарили друг другу позитивный заряд эмоций на ближайший год».

С приветственным словом также обратились к присутствующим 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, директор по продажам ООО «ЭСТМ» **Руслан Салдеев**, директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» **Алексей Байрамов**, главный редактор научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» **Галина Булыка**.

ВЕЯНИЯ НЕПРОСТОГО ВРЕМЕНИ...

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», учрежденного в 2016 году в целях содействия трансферу зарубежных технологий,

Павла Сладкова. Выступление было посвящено **инструментам государственной поддержки обратного инжиниринга в нефтегазовом сервисе**.

Сегодня, как никогда раньше, стабильность процессов зависит от обратного инжиниринга, который в современных реалиях является наиболее быстрым способом замещения импортных аналогов. В ведущих вертикально интегрированных нефтяных компаниях (ВИНК), как и в нефтесервисных, для закрытия собственных потребностей в комплектующих уже организованы центры обратного инжиниринга.

Доклад П. Сладкова был сфокусирован на механизмах поддержки обратного инжиниринга, включающих в себя финансовые меры, налоговые меры, а также нефинансовые меры.

В рамках финансовых мер была разработана Программа механизмов поддержки, принятая в 2022 году и предусматривающая предоставление грантов на разработку конструкторской документации (КД) на комплектующие изделия, сырье и материалы с компенсацией до 80% затрат по проектам за счет бюджетных средств и 20% за счет внебюджетных источников.

Сегодня, как никогда раньше, стабильность процессов зависит от обратного инжиниринга, который в современных реалиях является наиболее быстрым способом замещения импортных аналогов.

Размер гранта по одному проекту не может превышать 100 млн рублей, а срок разработки конструкторской и технологической документации составляет не более двух лет. В данном механизме задействованы

четыре участника: потребитель критически важных комплектующих, исполнитель (инжиниринговый центр, который будет проводить реинжиниринг, – получатель гранта), производитель (организация, которая будет производить критически важные комплектующие по разработанной КД) и оператор – само Агентство по технологическому развитию. Исполнитель и производитель могут быть как одним юридическим лицом, так и разными. В результате исполнитель должен показать двукратную выручку от суммы гранта.

На настоящий момент в реестр включены 435 потенциальных производителей, подписано 124 соглашения на общую сумму 4,849 млрд рублей.

В сегменте нефтегазового машиностроения в работе находится 108 заявок, по 14 заявкам объявлены победители.

Основными потребителями являются ВИНК и нефтесервисные компании. В 2023 году по заявкам конкретных компаний будут объявлены конкурсные отборы исполнителей разработки КД, в частности, на забойный инклинометр, надувной пакер, превентор для ГНКТ и станцию контроля и управления флотом ГРП.

Поскольку квалифицированные Агентством по технологическому развитию исполнители не могут на 100% закрыть все потребности в разработке комплектующих изделий, было принято решение о создании и развитии центров инжиниринга на базе вузов в рамках постановления Правительства РФ № 209. Такие центры на базе вузов являются поставщиками решений полного



Люция Давлетшина



Руслан Салдеев



Галина Булыка

цикла и участниками сферы обслуживания промышленных процессов. Их опыт применяется для ускоренного создания российских образцов комплектующих. По итогам 2022 года было отобрано семь программ развития на общую сумму 1,5 млрд рублей. В программу обратного инжиниринга в различной степени вовлечены 43 региона РФ. Новый инструмент поддержки промышленности позволяет решить проблему обеспечения предприятий критически важными комплектующими изделиями, а также реализовать имеющийся у российских организаций научно-технический потенциал.

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 Ситдиков**, руководитель направления блока по развитию открытых инноваций и новых бизнесов в ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства». Он рассказал об инструментах открытых инноваций, пилотирование которых началось в блоке разведки и добычи компании «Газпром нефть» в 2021 году.

В прошлом в отрасли отсутствовал спрос на большое количество внешних инновационных решений, поскольку компании имели определенный запас собственных разработок. В условиях перехода к разработке все более трудноизвлекаемых запасов, трансформации мировой энергетической отрасли, нарастающей волатильности и внешней неопределенности, компании все активнее рассматривают в качестве дополнительного фактора конкурентного преимущества развитие и переход к модели открытых инноваций.

Модель открытых инноваций – это не классическое взаимодействие заказчик – подрядчик, а новый формат:



Павел Сладков

Партнер – партнер или Совладелец – совладелец. Этот подход направлен на создание совместных предприятий, скаутинг продуктов и команд во внешнем периметре, поддержку стартапов венчурными инвестициями, развитие технологических решений в рамках акселерационных программ. Модель открытых инноваций – это в первую очередь инструмент, который позволяет быстро привлекать передовые решения с рынка для развития бизнеса компании. Инструментами

открытых инноваций стали венчурный фонд «Новая индустрия», осуществляющий

инвестирование в высокотехнологичные компании и поиск проектов, отвечающих технологическим вызовам, а также акселерационная программа INDUSTRIX (программа развития бизнеса для малых инновационных компаний в рамках единой методологии) и акселератор ранних стадий (программа создания инновационных проектов и развития предпринимательства).

Дополнительный денежный поток получается за счет инвестиций в стартапы венчурным инвестиционным фондом «Новая индустрия», созданным по инициативе

«Газпром нефти» в 2019 году совместно с партнерами – Газпромбанком, РВК и VEB Ventures.

«Новая индустрия» позволяет искать и развивать высокотехнологичные компании с более зрелыми проектами, отвечающими технологическим вызовам компании и отрасли. Фонд взаимодействует с ними и дает им инвестиции на расширение бизнеса. Ключевой профиль Фонда – новые технологии для освоения месторождений, оборудование повышенной эффективности, роботизация и автоматизация производственных процессов, новые материалы, безопасность и экология. Значительное место занимают технологии цифровой трансформации в ТЭК, например, дополненная реальность, интернет вещей, большие данные, машинное обучение, предиктивная аналитика, цифровые двойники. На сегодняшний день фонд



Сулейман Ситдиков

Фонд «Новая индустрия» проинвестировал несколько компаний, развивающих проекты многоствольного заканчивания скважин, разработки скважинных тракторов для доставки приборов и оборудования в горизонтальные участки скважин, оптимизации процесса бурения (технологии MWD), мониторинга промышленной безопасности с применением компьютерного зрения.

«Новая индустрия» проинвестировал несколько компаний, развивающих проекты, в том числе многоствольного заканчивания скважин, разработки скважинных тракторов для доставки приборов и оборудования в горизонтальные участки скважин, оптимизации процесса бурения (технологии MWD), мониторинга промышленной безопасности с применением компьютерного зрения.

Акселерационная программа INDUSTRIX выполняет роль организации внешней воронки для проектов более ранних стадий. Ее задача — сформировать большой пул компаний, отобрать самые интересные и эффективные бизнесы, которые помогают отвечать на стоящие перед нефтегазовой отраслью вызовы. В программе проекты дорабатываются, тестируются, доказываются эффективность их решений. Программа INDUSTRIX фокусируется на передовых технологических решениях геологоразведки и добычи углеводородного сырья, капитальном строительстве и инфраструктуре.

Докладчик подробно рассказал об этапе «Преакселератор», на котором работа ведется с ограниченным количеством стартапов, выбранных из большой воронки, а также обобщил результаты использования программы INDUSTRIX. В настоящее время продолжается работа с 13 проектами в рамках акселератора. Команды начали тестирование предлагаемых технологий на реальных объектах «Газпром нефти», получают экспертную поддержку от специалистов компании, проверяют гипотезы и получают возможность заинтересовать бизнес-заказчиков и найти первых клиентов.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА МАРШЕ

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

Технология бурения с ГНКТ эффективна при работе по остаточным запасам, когда невозможно произвести ГРП, чтобы приобщить нефтяные пропластки. Особенно успешно колтюбинговое бурение в карбонатных коллекторах.

Обе технологии (РВП и кислотоструйное туннелирование) призваны увеличивать гидродинамическую связь.

Сталеполимерная ГТ хорошо подходит для операций в наклонно-направленных скважинах, прежде всего для операций с растеплением.



Сергей Симаков

Высокотехнологичные скважины – это горизонтальные стволы (от 1000 м), многозабойные и многоствольные скважины, скважины с большим отходом от вертикали, в том числе «умные» скважины.

развития ООО «Газпромнефть НТЦ» **Сергей Симаков** выступил со стратегическим докладом **«Перспективы развития ГНКТ в ПАО «Газпром нефть».**

Любой проект начинается с инициативы и реализуется под конкретного заказчика. Подтвердив эффективность проекта, ГПН выходит на

опытно-промышленные работы или опытно-промышленные исследования, после которых выходят на тиражирование проектов, получивших положительные результаты. Что касается ключевых

инициатив в области колтюбинга, то их диапазон в периметре ГПН расширяется. В первую очередь это бурение на ГНКТ, к которому компания шла более двух лет. Были перечислены операции с ГНКТ и представлено оборудование как для стандартных операций, так и для бурения с ГНКТ. На ноябрь 2022 года был пробурен первый ствол протяженностью 380 м. Все

инициативы, намеченные два года назад, успешно

реализованы. Процедура выхода на эту технологию оказалась очень длительной, поскольку трудно было доказать заказчику, что будет получен рентабельный бизнес-кейс. Технология бурения с ГНКТ эффективна при работе по остаточным запасам, когда невозможно произвести ГРП, чтобы приобщить нефтяные пропластки. Особенно успешно колтюбинговое бурение в карбонатных коллекторах.

Также было внедрено радиальное вскрытие пласта.

Докладчиком отмечено и применение нового материала в ГНКТ – гибкой сталеполимерной трубы. На карбонатных коллекторах реализовано кислотоструйное туннелирование с ГНКТ. Обе технологии (РВП и кислотоструйное туннелирование) призваны увеличивать гидродинамическую связь.

Сергей Симаков подробно остановился на направлении «применение нового материала», под которым имеется в виду сталеполимерная гибкая труба. Ее характеристики, конечно, отличаются от стандартной стальной гибкой трубы, но сталеполимерная ГТ хорошо подходит для операций в наклонно-направленных скважинах, прежде всего для операций с растеплением. Для подтверждения эффективности применения сталеполимерной ГТ будет изготовлен опытный образец длиной 6000 м на катушке и проведены ОНР на скважине.

Были подробно охарактеризованы все составляющие кейса применения, принятого в ГПН (заказчик, ТЗ, лотирование, обзор рынка, закупка, выполнение работы). В качестве дополнительных материалов была представлена география проведения работ, функционал ГНКТ (диаметр от 38,1 мм до 73 мм) и перечень выполняемых операций.

Заключительная часть доклада была посвящена скважинам северного и восточного кластеров. Была представлена эволюция применявшихся технологий и программа перспективных работ на них.

О перспективных технологиях колтюбинга для строительства и реконструкции высокотехнологичных скважин рассказал профессор кафедры бурения РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина **Михаил Гельфгат**.

Высокотехнологичные скважины (ВТС) – это, прежде всего, горизонтальные стволы (от 1000 м), многозбойные и многоствольные скважины, скважины с большим отходом от вертикали, в том числе «умные» скважины. Эксплуатация ВТС требует высокотехнологичных внутрискважинных работ и возможности для реконструкции скважины. В докладе были представлены технологии электробурения, а также фрезерования (обсадных колонн и НКТ). Стальные ГНКТ с кабелем – это известное решение для передачи на забой электрической энергии, которое применяется для питания ориентатора КНБК с ВЗД и телесистемы. Электробурение на ГНКТ является логичным развитием существующих технологий, и в 2021 году были начаты работы по созданию

В марте 2019 года очистку забоя скважин от пластового песка впервые выполнили с применением ГНКТ и азотно-мембранного комплекса компании «Пакер Сервис». Средняя продолжительность работ по нормализации забоя флотом ГНКТ составляет 4,5 суток против 10,5 суток при выполнении работ бригадой ТКРС.



современной КНБК для электробурения. В докладе был перечислен состав КНБК для системы направленного бурения, а также самой системы СНБ89Э, охарактеризована технология электробурения и ее преимущества в сравнении с колтюбинговым бурением на депрессии.

Вторая часть доклада была посвящена перспективам применения электрической плазмы для бурения крепких пород и фрезерования обсадных колонн. Объекты применения – ответвления в многозбойных скважинах, в том числе «фишбон», а также боковые стволы.

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**.

Основной объект разработки Восточно-Мессояхского месторождения – сеноманская часть покурской свиты, которая отличается высокой степенью латеральной неоднородности и вертикальной расчлененности, аномально низким соотношением коэффициентов подвижности нефть/вода – 1:30, сложена слабо консолидированным песчаником с низкими деформационно-прочностными свойствами и малой глубиной залегания (750–800 м).

Главные проблемы проекта «Мессояха» – разрушение скелета пласта, вымыв цементирующего материала

пласта, создание репрессии при вскрытии, создание депрессии и увеличение скорости фильтрации, необходимость применения фильтров как основного метода заканчивания. До недавнего времени для восстановления работоспособности скважин на месторождении использовались стандартные работы бригад ТКРС – метод применения устройств очистки забоя скважин, достаточно эффективный на наклонно-направленных скважинах Западной Сибири.

Докладчик рассказал о преимуществах и недостатках выполнения работ бригадой ТКРС.

В марте 2019 года очистку забоя скважин от пластового песка впервые выполнили с применением ГНКТ и азотно-мембранного комплекса компании «Пакер Сервис». Средняя продолжительность работ по нормализации забоя флотом ГНКТ составляет 4,5 суток против 10,5 суток при выполнении работ бригадой ТКРС. «Дохождение» компоновки низа колонны до плановой глубины очистки забоя – 90% на ГНКТ диаметром 44,45 мм. Однако стоимость работ по очистке забоя флотом ГНКТ значительно выше по сравнению со стоимостью работ ТКРС.

По состоянию на сентябрь 2022 года с помощью ГНКТ было извлечено суммарно 932 т пластового песка на 81 скважине. При этом по мере добычи углеводородного сырья непрерывно шел процесс разрушения скелета пласта, что требовало дополнительного технологического решения для предотвращения постоянных подходов флота ГНКТ к скважинам. Из-за мелкодисперсности песка фильтры оказались бесполезны. После того как были применены механические и физико-химические методы, принято решение опробовать химический способ крепления призабойной зоны пласта. Это полимерная двухкомпонентная композиция, соотношение компонентов которой для каждой скважины определяется исходя из геолого-технических условий. Композиция применима в диапазоне температур 15–90 °С, создает крепкую пористую структуру с креплением скелета породы и сохранением проницаемости. Были выполнены три операции на двух скважинах, после которых с помощью ГНКТ проводилась нормализация забоя без выноса песка в процессе работ. Получен длительный эффект снижения количества взвешенных частиц с сохранением дебита при аналогичной депрессии. Эффект сохранялся на протяжении восьми месяцев. Данная технология уже растратирована.

С докладом «**Полнопроходное фрезерование с ГНКТ после МГРП**» выступил *Дмитрий Кошкин*,

Полнопроходное фрезерование с ГНКТ после МГРП на стадии ввода скважины в эксплуатацию минимизирует риски при выполнении фрезерования, дает положительный экономический эффект, предоставляет возможность своевременного выполнения различных внутрискважинных операций для решения поставленных задач.



Дмитрий Кошкин

У компании «ФракДжет-Волга» уже был накоплен опыт бурения с ГНКТ, но в 2022 году начался новый этап использования этой технологии – бурение на ГНКТ диаметром 73 мм.

Из множества технологий, оборудование для которых было разработано «Новинкой», в докладе были представлены технологии по формированию и обслуживанию боковых стволов непосредственно с использованием ГНКТ.

региональный руководитель по реализации сервисных услуг с ГНКТ компании «Шлюмберже». В России более 20 000 скважин закончены шаровыми компоновками МГРП. Со временем происходит снижение дебита и продуктивности скважин, вследствие чего возникает необходимость проведения внутрискважинных работ (нормализации забоя, проведения ГИС или повторных ГРП). Для фрезерования привлекается либо бригада КРС, либо флот ГНКТ, что намного эффективнее. Однако для ГНКТ здесь имеется ряд сложностей: низкие и аномально низкие пластовые давления, длинные горизонтальные секции, необходимость обеспечения требуемой нагрузки на долото, наличие проппанта и посторонних предметов, вынос твердых частиц на поверхность, существенная продолжительность и высокая стоимость операций. Для минимизации перечисленных проблем были предложены следующие решения: выбор подходящего типоразмера ГНКТ, подбор забойного

оборудования (применение фрезы диаметром, приближенным к минимальному, ВЗД диаметром 73 мм с высоким моментом, использование шламоуловителя/агитатора/переключателя потока), работа на циркуляции или на полном поглощении. Докладчик перечислил предполагаемую последовательность работ и подробно остановился на их основных этапах. Было рассказано о выборе ГНКТ, обеспечении

нагрузки на КНК для ГНКТ, анализе скорости потока в затрубе ГНКТ/НКТ. Была представлена полная схема КНК для ГНКТ диаметром 50,8 мм хвостовика диаметром 114 мм и шламоуловителя.

В работах использовалась ГНКТ диаметром 50,8 мм через НКТ диаметром 114 мм. Успешно выполнено 18 операций (12 в ЯНАО и 6 в ХМАО). Среднее время на фрезерование одного порта с учетом СПО составило 2,5 часа.

В заключительной части

доклада были представлены два графика: фрезерование семи портов МГРП (глубина по стволу 4300 м) и фрезерование семи портов МГРП (глубина по стволу 4000 м). Был сделан вывод, что полнопроходное фрезерование с ГНКТ после МГРП на стадии ввода скважины в эксплуатацию минимизирует риски при выполнении фрезерования, дает положительный экономический эффект, предоставляет возможность своевременного выполнения различных внутрискважинных операций для решения поставленных задач.

Опыт применения колтюбинговых технологий для проведения геофизических исследований на горизонтальных скважинах с низким пластовым давлением

поделится главный геолог ООО «ВETERАН» **Константин Алегин**. Как правило, зрелые месторождения характеризуются высокой обводненностью и требуют мер по ограничению водопритока. Для того чтобы точно определить интервал негерметичности, нужно качественно и быстро провести геофизические исследования. Для решения этой проблемы было предложено использовать струйный насос, который предназначен для создания стабильной регулируемой депрессии на забое скважины с целью вызова притока, а также ремонта скважины и интенсификации пласта. Применение струйных насосов в настоящее время является единственным способом мгновенного создания непрерывного поддержания, плавного регулирования депрессии и вызова притока. Были охарактеризованы условия применимости струйных насосов. Эта применимость ограничивается возможностью создания максимального давления перед насосом. Так, например, при работе со статическим уровнем 2200 м необходимо создать давление 220–240 атм для компенсации статического уровня, а давление свыше 220–240 атм будет затрачено на работу струйного насоса.

В заключительной части доклада была дана технологическая схема освоения и исследования скважин, порядок проведения работ, представлены результаты ГИС, проведенного с использованием ГНКТ со



Константин Алегин



Олег Воин

Группа ФИД предлагает автоматическую систему управления – адаптивную систему, основанную на режимах, заложенных производителем оборудования. Данная система призвана всецело содействовать современным тенденциям и требованиям рынка к технике ГНКТ.

струйным насосом на скважине с АНДП в Оренбургской области.

Доклад **«Бурение на ГНКТ. Новые разработки ООО «ФракДжет-Волга»** озвучил **Олег Воин**, руководитель инженерно-технического центра одноименной компании. У компании «ФракДжет-Волга» уже был накоплен опыт бурения с ГНКТ, но в 2022 году начался новый этап использования этой технологии – бурение на ГНКТ диаметром 73 мм. Диаметр

долота составил 120,7 мм. Рассматривается возможность бурения стволов с горизонтальным окончанием до 500–700 м на буровых растворах с минимальной плотностью. Предполагается запись инклинометрии с ГК. Бурение происходит с расходом жидкости 600 л/мин. Возможно бурение разветвленных боковых стволов (Fishbone).

Для того чтобы начать бурение на ГНКТ в этих диаметрах, на предприятии ЭСТМ была произведена ГНКТ диаметром 73 мм длиной 3700 м, для работы с которой компанией «ФракДжет-Волга» был разработан узел перемотки ГНКТ грузоподъемностью 50 т, а компанией «Нефтегазстандарт» – циркуляционная система. Кроме того, для проекта была разработана в соответствии со строгими требованиями «Газпром нефти» двухуровневая приустьевая рабочая площадка, а также оборудование для завода – ГНКТ диаметром 73 мм,

инжектор с тяговым усилием 45 т и гузек для ГНКТ диаметром 73 мм. Была также разработана программа видеофиксации и передачи параметров бурения в режиме реального времени.

Компанией «ФракДжет-Тулз» были разработаны луночный коннектор для ГНКТ диаметром 73 (66,7) мм и аппликатор. Также были созданы инклинометр с гамма-каротажем в габарите 89 мм, быстроразъемное соединение, аварийные разъединители КНБК, вращатель гидравлический шаговый и клапан обратный, выполненный в габарите 89 мм. Долота и ВЗД использовались стандартные.

Ставилась задача – добурить до 500 м. Фактически первый ствол был пробурен до 380 м. В будущем планируется развитие технологии бурения на ГНКТ не с гидравлическим, а с электрическим управлением, что поспособствует более

строгую соответствию профиля проекту.

Для увеличения дебита на скважинах старого фонда предлагается их углубление с помощью ГНКТ. Эта технология особенно актуальна на скважинах с низким пластовым давлением, где бурение стандартными методами проблематично, в данной технологии также возможно бурение на депрессии.

Поскольку компанией «ФракДжет-Волга» разработан узел перемотки ГНКТ грузоподъемностью 50 т, одним из перспективных направлений развития может стать технология эжекторной очистки скважин (или труба в трубе), эффективная для скважин с АНПД. Компанией разработано импортоопережающее внутрискважинное оборудование, позволяющее усовершенствовать данную технологию. Еще одна технология, которую «ФракДжет-Волга» предлагает заказчику, – работа с оптоволоконным с ГНКТ.

Доклад завершился показом ролика о технологии концентрических лифтовых колонн, которую «ФракДжет-Волга» активно применяет на месторождениях с падающей добычей. Такая технология способна стабилизировать работу скважины за счет постоянного выноса жидкости с забоя.

Большой интерес слушателей вызвало выступление начальника отдела маркетинга Группы ФИД **Елены Грибановской** «**Нейросетевые модели – будущее самообучающихся и адаптивных систем управления нефтегазовым оборудованием**».

В настоящее время система управления на установках, где предполагается автоматический режим работы, представляет собой систему с обратной связью. Это характерно практически для всех установок флота ГРП, а также колтюбинговых и цементировочных установок.

Была представлена схема системы с обратной связью и дано ее формальное определение. В качестве основного механизма в данной системе выступает пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор (ПИД-регулятор). Это управляющий сигнал, являющийся суммой трех слагаемых, первое из которых пропорционально разности входного сигнала и сигнала обратной связи (далее – сигнал рассогласования), второе – интегралу сигнала рассогласования, третье – производной сигнала рассогласования. Коэффициенты ПИД-регулятора

Система обеспечивает удаленный контроль за проведением СПО и диагностики оборудования. В частности, в систему может быть интегрирован дефектоскоп ГНКТ ДТ2.

являются константными значениями, которые задаются заводом-производителем при настройке системы управления и не адаптируются под износ оборудования, изменения процесса и условий внешней среды.

ПИД-регулятор показывает достаточную эффективность в современных системах управления оборудованием, но можно говорить о том, что в будущем ПИД-регулятор смогут заменить другие математические модели, способные самостоятельно адаптироваться под изменения среды. В частности, такими моделями могут являться нейронные сети.

Нейронная сеть – это упрощенная модель биологической нейронной сети, представляющая собой совокупности искусственных нейронов, взаимодействующих между собой. В данном случае нейрон – вычислительная единица, получающая информацию, производящая над ней простые вычисления и передающая ее дальше.

Было рассказано о преимуществах нейронных сетей и их широких возможностях. Нейросети – исключительно мощный метод моделирования, позволяющий воспроизводить чрезвычайно сложные зависимости. Благодаря нелинейной структуре нейросети способны более точно описывать наборы данных, а также зависимости с большим числом переменных. Обучение нейросети происходит на данных, например,

собранных с датчиков работы оборудования, причем структура данных «автоматически» воспринимается, а на подготовку данных не требуется затрачивать значительное время. Существенным преимуществом является то, что нейросети способны решать несколько задач одновременно, а также самостоятельно отсеивать высокочастотные помехи (шумы измерения), что в значительной мере повышает достигаемую точность.

Данные, собираемые с датчиков, представляют собой временной ряд. Поэтому для решения рассматриваемых задач лучше всего подходят рекуррентные нейросети (далее – RNN) – разновидность нейросетей, где связи между элементами образуют направленную последовательность. Была представлена схема однослойной рекуррентной нейросети, а также примеры задач, решаемых RNN. В качестве разновидностей RNN были рассмотрены долгая краткосрочная память (LSTM) и управляемые рекуррентные блоки (GRU).



Елена Грибановская

Наилучшим образом подойдет для решения рассматриваемых задач LSTM – тип рекуррентной нейронной сети, способный обучаться долгосрочным зависимостям.

Перспективный проект Группы ФИД – замена ПИД-регулятора на LSTM в системах управления нефтегазовым оборудованием, благодаря чему планируется улучшить точность, кратко ускорить выход на заданные значения, убрать большие амплитудные колебания при выходе на значения. При таком подходе будет происходить адаптация и самообучаемость системы под износ оборудования, параметры работы, условия эксплуатации.

Все стендовые испытания установок будут происходить на заводе-изготовителе, на основе собранных данных будет создаваться и обучаться модель LSTM. Модель и веса модели будут сохраняться в контроллере установки. При разворачиваемости системы на установке не требуются значительные ресурсы (достаточно стандартного контроллера), весь процесс обучения модели происходит в условиях испытаний на заводе-изготовителе.

Принцип работы модели в процессе эксплуатации следующий: оператор задает значения, модель LSTM подгоняет под них положения исполнительных механизмов, затем с помощью датчиков значения измеряются и через обратную связь сравниваются с заданными.

Группа ФИД намерена в 2023 году продемонстрировать разворачивание такой модели на установке. В будущем при помощи нейросетей намечено улучшение комплексной диагностики всех систем оборудования, а также прогнозирование остаточного ресурса и отказов оборудования.

О перспективных технологиях формирования и обслуживания боковых стволов скважин с использованием ГНКТ

рассказал **Сергей Атрушкевич**, первый заместитель директора – главный конструктор СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Из множества технологий, оборудование для которых было разработано «Новинкой», в докладе были представлены технологии по формированию и обслуживанию боковых стволов непосредственно с использованием ГНКТ. В компании принята

Нейронная сеть – это упрощенная модель биологической нейронной сети, представляющая собой совокупности искусственных нейронов, взаимодействующих между собой.

Перспективный проект Группы ФИД – замена ПИД-регулятора на LSTM в системах управления нефтегазовым оборудованием, благодаря чему планируется улучшить точность, кратко ускорить выход на заданные значения, убрать большие амплитудные колебания при выходе на значения. При таком подходе будет происходить адаптация и самообучаемость системы под износ оборудования, параметры работы, условия эксплуатации.



Сергей Атрушкевич

классификация этих технологий, в основу которой положен принцип разрушения пород: механическое разрушение пород, гидромеханическое разрушение пород и разрушение пород методом физико-химического воздействия.

Механическое разрушение пород может происходить как с использованием ВЗД, так и с использованием электродвигателя. В обоих случаях могут применяться управляемые компоновки. В первом случае используются системы направленного бурения СНБ54, СНБ76 и СНБ89, во втором случае – СНБ89Э.

Система направленного бурения СНБ89-76М с кабельным каналом связи предназначена для управляемого бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, в том числе на депрессии. Обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени. Докладчик охарактеризовал состав СНБ89-76М, СНБ89, изложил последовательность

работ и представил их результаты. Также было подробно рассказано о системе направленного бурения СНБ54, ее составе, технических характеристиках и особенностях использования. Система была разработана под требования предприятия «АктюбинскРемСервис» ООО «ТаграС-РемСервис», где и проводились работы.

Гидромониторному разрушению пород способствуют технологии гидромониторного бурения (бурение скважины с использованием специальной вращающейся гидромониторной насадки, что позволяет исключить использование ВЗД и увеличить скорость проходки) и радиального вскрытия пласта (РВП), обеспечивающая создание каналов фильтрации (боковых отводов) в скважинах с обсаженными стволами. Было дано подробное описание технологии РВП и представлены результаты работ в компании

«Белоруснефть», для которых был разработан и изготовлен комплекс оборудования КФ40 (СКИФ®), включающий в себя мини-колтюбинговую установку и комплект скважинного оборудования. Комплекс показал обнадеживающие результаты на месторождениях разных регионов.

Разрушение пород методом физико-химического воздействия положено в основу технологии кислотоструйного бурения, обеспечивающей кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. Сергей Атрушкевич представил состав компоновки для осуществления этой технологии и рассказал о порядке работ, а также о возможностях управления траекторией при кислотоструйном бурении.

Еще одна перспективная технология, оборудование для осуществления которой создано «Новинкой», – эжекторная очистка скважин. В докладе было представлено описание технологии, условия ее применения и результаты работ.

Заключительная часть выступления была посвящена геофизическим исследованиям на ГНКТ и кабельным головкам (КС171, КС173), предназначенным для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием колтюбинговых установок.

ОСНОВА УСПЕШНЫХ РАБОТ – НАДЕЖНОЕ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Основным докладом по тематике оборудования стал «**Флот ГНКТ будущего уже сегодня**», который озвучил главный конструктор Группы ФИД **Сергей Сергиеня**. Он ознакомил присутствующих с новой разработкой Группы ФИД – автоматизированной системой управления флотом ГНКТ, которая успешно эксплуатируется уже на двух колтюбинговых установках тяжелого класса.

В настоящее время на рынке превалирует классическая система управления ГНКТ, которая основана на навыках персонала, а потому в большой степени подвержена влиянию человеческого фактора. Группа ФИД в качестве альтернативы предлагает автоматическую систему управления – адаптивную систему, основанную на режимах, заложенных производителем оборудования. Данная система призвана всецело содействовать современным тенденциям и требованиям рынка к технике ГНКТ, который ставит несколько

Капитально отремонтированы и/или модернизированы более 60 единиц оборудования, выпущенного как собственными предприятиями Группы ФИД, так и другими производителями.

стратегических задач. Во-первых, это точное соблюдение технологий проведения работ и снижение влияния человеческого фактора из-за повышения сложности и стоимости проводимых операций. Во-вторых, это повышение требований к надежности оборудования, безопасности проведения работ (безаварийности оборудования).

Для решения этих задач и предназначена созданная Группой ФИД интеллектуальная электрогидравлическая система управления колтюбинговыми установками, действующая в автоматическом режиме в соответствии с запрограммированным дизайн-проектом операции, адаптирующая режим спуско-подъемных операций под текущую ситуацию на скважине.

В докладе была представлена эволюция системы управления установками ГНКТ, которая происходила на протяжении двух десятилетий в соответствии с развитием рынка оборудования.

Если установка старая, то модернизация, как правило, совмещается с капитальным ремонтом.

На колтюбинговых установках 2000-х годов устанавливалась гидравлическая система управления (минимум электронных компонентов),

колтюбинговые установки до 2020 года управлялись гидравлической системой с элементами автоматизации начального уровня (СКР, блокировка инжектора). Созданные Группой ФИД колтюбинговые установки нового поколения имеют интеллектуальную электрогидравлическую систему управления, адаптирующую режим СПО под текущую операцию.

Сергей Сергиеня рассказал об основных функциях новой системы управления колтюбинговой установки, осуществлении перехода от гидродинамического управления к управлению контроллерами. Если в классической системе управления СПО осуществляет оператор, регулируя вручную давление натяжения/прижима и привода инжектора, то в новой системе СПО осуществляется

как в автоматическом режиме (система контролирует и устанавливает необходимое давление в зависимости от текущей нагрузки на инжектор для привода инжектора и системы натяжения/прижима цепи инжектора), так и в



Сергей Сергиеня



**НЕФТЕ
ТРАНС
СЕРВИС**



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

В перечень производимых нами реагентов входят:

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

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

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

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

НАШИ КОНТАКТЫ:

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

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

Будем рады сотрудничеству!



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
ДОЗИРОВАНИЯ
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



воплощение идеи
в готовую
концепцию



решения на основе
передовых
технологий

полуавтоматическом режиме (оператор сам решает, за какими параметрами он будет следить самостоятельно, а за какими будет следить и контролировать система управления). Это позволяет гибко настраивать систему под различные условия работы, снизить влияние человеческого фактора и аварийность при проведении работ.

Точное соблюдение системой управления рекомендуемых производителем величин давления прижима/натяжения также позволяет существенно увеличить ресурс ГНКТ и цепей инжектора.

Рассказав об основных задачах, решаемых системой при работе в соответствии с запрограммированным дизайн-проектом операции, докладчик поделился планами дальнейшей автоматизации колтюбингового флота. В настоящее время завершён первый этап – автоматизация инжектора (СПО в автоматическом режиме под контролем оператора). В дальнейшем намечена автоматизация управления узлом намотки (автоматическая укладка ГНКТ), автоматизация управления герметизатором (автоматический выбор давления зажима), автоматизация колтюбингового флота и проведение операций из единого центра, проведение операций в автоматическом режиме согласно заложенному дизайн-проекту.

В октябре 2022 года была организована демонстрация системы широкому кругу потенциальных заказчиков. Испытаниям подвергалась колтюбинговая установка тяжелого класса УНТ4. Докладчик прокомментировал видеоролик, посвященный этому событию.

Интеллектуальная система управления решает и вторую стратегическую задачу (увеличение надежности оборудования, повышение безопасности и безаварийности проведения работ) путем исключения ошибок оператора в непредвиденных ситуациях при СПО). Система обеспечивает удаленный контроль за проведением СПО и диагностику оборудования. В частности, в систему может быть интегрирован дефектоскоп ГНКТ ДТ2. В качестве фактора снижения аварийности и повышения безопасности также предлагается создание единого интеллектуального центра управления колтюбингового флота (установка колтюбинговая, насосная, азотная) из кабины оператора колтюбинговой установки, из которой имеется возможность вносить корректировки

Было решено создать сеть высокодренированных каналов. За основу взяли гидropескоструйную перфорацию.

Производилось формирование полостей каверн и трещин путем закачки через гидравлический перфоратор абразивной жидкости с последующей закачкой кислоты для того, чтобы увеличить размеры трещин и избежать их полного смыкания.

в систему управления каждой отдельной установки и в случае нештатной ситуации отреагировать одновременно по всем установкам без потери информации при коммуникации между операторами.

Реализованы как проводные, так и беспроводные протоколы связи установок флота ГНКТ производства Группы ФИД между собой и с внешним миром. Каждая из установок может как самостоятельно, так и через систему управления колтюбинговой установки выходить в интернет. Также реализован удаленный доступ к системам управления установок, входящих в состав колтюбингового флота.

С докладом «**Вторая жизнь оборудования. За и против**» выступил заместитель коммерческого директора

Группы ФИД по послепродажному обслуживанию **Юрий Белугин**. Группа ФИД выпускает широкий спектр оборудования и заинтересована в первую очередь в реализации своей продукции. Однако и на рынке ремонтов Группа ФИД также присутствует. Капитально отремонтированы и/или модернизированы более 60 единиц оборудования, выпущенного как собственными предприятиями Группы ФИД, так и другими производителями.



Юрий Белугин

Перед заказчиком, вознамерившимся сохранить и усилить техническую мощь своей компании, встает вопрос: приобрести новую единицу оборудования или модернизировать то, что уже имеется? Основная мотивация для принятия решения: текущее состояние техники, назначенный срок службы (как правило, около 10 лет), проходной возраст для участия в тендерах на услуги (приблизительно 7–10 лет), соответствие технологическим требованиям (точность, скорость,

усилия и т. д.), надежность, возможность обслуживания, наличие ЗИП. Чтобы ответить на вопрос, поставленный темой доклада, – вторая жизнь оборудования, за и против – нужно определить, где грань между необходимостью в капитальном ремонте и приобретением нового оборудования.

Юрий Белугин рассказал о типовых объемах работ для колтюбингового и нагнетательного оборудования: замена кабины оператора

с пультом управления, замена системы СКР и управления, замена гидростанции (гидроаппаратуры, гидронасосов), замена электросистемы, ремонт / замена инжектора, ремонт АКПП и НВД. Для оборудования ГРП это замена пультов управления, замена гидростанции (гидроаппаратуры, гидронасосов), замена электросистемы, замена приборов КИПиА, замена систем управления каждой единицы флота и флота в целом, ремонт ДВС, АКПП, НДВ. Далее были охарактеризованы следующие виды услуг применительно к конкретным видам оборудования: полная замена верхнего оборудования, капремонт с модернизацией, модернизация системы управления установкой и модернизация системы управления флотом.

Практические и организационные аспекты модернизации оборудования

представил заместитель генерального директора по развитию бизнеса СЗАО «ФИДМАШ»

Сергей Юренко, доклад которого коррелировал с предыдущим выступлением. Следует различать капитальный ремонт (восстановление оборудования и его первоначальных характеристик) и модернизацию (изменение конструкции и характеристик оборудования). Модернизация бывает комплексной и точечной. В качестве примера точечной модернизации может быть представлена модернизация СКР установки до системы управления флотом ГРП. Если установка старая, то модернизация, как правило, совмещается с капитальным ремонтом. Работы по модернизации нужно начинать с планирования и тщательной дефектовки оборудования, которую нежелательно проводить в полевых условиях. Следующие этапы – конструкторско-техническая проработка, закупка и подготовка комплектующих, выбор места проведения работ, в идеале – различные зоны для демонтажа и сборки. Докладчик подробно охарактеризовал каждый из этапов. Также были сформулированы принципы выбора подрядчика проведения капитального ремонта или модернизации оборудования и рассказано о возможностях СЗАО «ФИДМАШ» в данном сегменте.

Об оборудовании для селективных обработок и работ по изоляции

Проведение ГРП одновременно на двух скважинах, когда имеется вероятность сообщения двух трещин, позволяет увеличить стрессовые значения по скважинам и, таким образом, способствует достижению эффекта.



Сергей Юренко



Максим Князев



Анатолий Кичигин

скважин без глушения

рассказал менеджер по развитию бизнеса ООО «Симойл»

Максим Князев. «Симойл» – это инженеринговая компания, специализирующаяся на разработке оборудования и оказанию сервисных услуг по заканчиванию скважин и работам с забойным инструментом. Компания осуществляет полный цикл производства от проектирования до патентования. Ее основные продукты: подвески хвостовиков, муфты для ГРП, оснастка, эксплуатационные пакеры, оборудование верхнего заканчивания, внутрискважинное оборудование. Было подробно рассказано об отдельных инструментах и системах, в т. ч. системах RAPTOR и HYDRA RAPTOR, предназначенных для селективных обработок и работ по изоляции скважин без глушения, а также о гидравлическом перфораторе HARPIA.

О ГРП И НЕ ТОЛЬКО

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 нефтегазоконденсатного месторождения.** Основная газоконденсатная залежь Оренбургского НГКМ – это филипповская залежь с большой газовой шапкой и подстилающей водой. Разработку усложняют нефтяные оторочки.

Вследствие всех этих факторов разработка не может быть обеспечена традиционными технологиями и требует массированного применения новых методов добычи. Кроме того, пласт сложен из карбонатов с высоким содержанием ангидритов. Работы предстояло вести в скважине с открытым стволом, кроме того, наблюдалась высокая закольматированность призабойной зоны. В качестве метода интенсификации притока на карбонатных коллекторах было предложено создание серии высокопроницаемых дренажных каналов в открытых стволах с применением ГНКТ.

Однако если карбонаты в высокой степени подвержены солянокислотным обработкам, то ангидрит плохо растворим к кислоте. Нужна была технология, позволяющая обойти этот вызов, которая и была создана.

Перед проведением работ непосредственно по технологии была проделана большая подготовительная работа. Сначала планировалось проведение кумулятивной перфорации, но после ряда обсуждений было решено создать сеть высокодренированных каналов. За основу взяли гидropескоструйную перфорацию, которая работает за счет гидромониторного эффекта, создаваемого струей абразивной песчано-жидкостной смеси, вытекающей с большой скоростью из насадки перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта. Глубина трещины зависит от мощностных характеристик самой породы. Расчетная длина канала от ГПП составляет около 0,5 м.

Была представлена принципиальная схема работы. Производилось формирование полостей каверн и трещин путем закачки через гидравлический перфоратор абразивной жидкости с последующей закачкой кислоты для того, чтобы увеличить размеры трещин и избежать их полного смыкания. Высокая фильтрация кислотного состава позволила создать сеть червоточин для сообщения отдаленных участков для вовлечения большей площади продуктивного пласта в разработку. Это способствовало снижению геометрического размера самой трещины, что актуально в геологических условиях данного месторождения.

В числе основных преимуществ альтернативных полимеров – контроль высоты трещины ГРП, уменьшение содержания химических добавок, сокращение операционного цикла под ГРП на 15%, совместимость с альтернативными источниками воды.



Максим Фадеев

Технология создания высокопроницаемых дренажных каналов (СВДК) в периметре компании «Газпромнефть-Хантос» ранее не применялась. Были проведены ОПР, целью которых являлось испытание метода интенсификации притока в условиях карбонатных отложений филипповской залежи посредством СВДК. Новая технология позволила получить дополнительную добычу нефти, увеличив коэффициент продуктивности на 229%. Применение технологии СВДК рекомендовано при расконсервации скважин в условиях карбонатных пластов ОНГКМ.

Активно обсуждалась на конференции трендовая тема рефрактов. С докладом **«Повышение эффективности повторных ГРП»** выступил главный инженер предприятия по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис» ООО «ТаграС-РемСервис» **Максим Фадеев**. Предприятие уже 24 года действует на рынке ГРП, проводя по 2500 процессов ГРП в год. У «ЛениногорскРемСервис» сформированы девять комплексов ГРП. Количество процессов ГРП ежегодно увеличивается, поскольку растет эксплуатационное бурение, одновременно с которым наблюдается стагнация по разведочному бурению.

Также наблюдается тенденция роста повторных ГРП, динамика которых на зрелых месторождениях достигает уже 20% от общего количества операций ГРП. Эффект от повторных ГРП по ряду скважин сравним с эффектом от первоначального ГРП, но есть определенные нюансы. Эффективность повторных ГРП составляет около 80%, однако она существенно ниже (до 45%) на скважинах, где наблюдаются низкие пластовые давления, обводненность продукции, имеются конструктивные

особенности и существует сообщение между скважинами.

При проведении повторного ГРП специалисты столкнулись с тем, что при увеличении тоннажа проппанта происходило сообщение с соседней скважиной, в результате чего процесс останавливался и запланированный эффект не достигался. Поэтому на одном из участков в качестве опытных работ была предпринята попытка провести процесс ГРП одновременно на соседних скважинах. Был осуществлен ряд моделирований и сделан вывод, что проведение ГРП одновременно на двух скважинах, когда имеется вероятность сообщения двух трещин,

позволяет увеличить стрессовые значения по скважинам и, таким образом, способствует достижению эффекта. В результате было проведено около двадцати таких процессов, для каждого из которых потребовалась слаженность действий одновременно двух флотов ГРП, соединенных в одну программу с целью синхронизации процессов. Двойной ГРП показал высокую эффективность. Перспективы внедрения таких ГРП, тем не менее, ограничены, поскольку двойные ГРП применимы не на всех скважинах, а только там, где есть плотная сетка бурения.

Камиль Каримов, директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис», рассказал **о технологических решениях для повторного ГРП в скважинах МГРП**. В качестве таковых компания предлагает несколько технологий, о которых неоднократно докладывалось на предыдущих конференциях «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Фокус нынешнего доклада был направлен на многоинтервальную гидropескоструйную перфорацию скважин с селективным гидравлическим разрывом пласта (ГПП + ГРП). Эта технология не нова, но специалисты компании адаптировали ее под российские реалии и возможности подрядных организаций. Посредством этой технологии достигается равномерная выработка запасов нефти с участков с резко различающимися фильтрационно-емкостными свойствами, а также запасов, не вовлеченных в разработку. Суть технологии в том, что происходит качественное создание каналов в любой эксплуатационной колонне, цементном камне и массиве горных пород абразивом, подаваемым в скважину под напором.

При этом обеспечивается точное позиционирование интервала и ориентация начала развития трещины. Происходит поинтервальная перфорация и проведение ГРП до пяти участков за одну СПО. При выполнении нагнетания (стадия резки) за счет завихрений через сопла идет преобразование энергии нагнетаемой смеси

Был представлен опыт выполнения ГРП по технологии Plug & Perf на традиционных и нетрадиционных коллекторах за последние три года. Рекорд – 32 000 м³ жидкости, 4000 т проппанта, 96 кластеров, 28 стадий, расход до 15 м³/мин.



Камиль Каримов



Ильяс Ислямов

С 2019 года на месторождениях «Белоруснефти» проведено более 30 операций МГРП по технологии Plug & Perf, при этом выполнено более 280 стадий с установкой пакер-пробок.

(кинетическая/потенциальная). Осуществляется резка колонны с последующим намывом каверн и образование трещин, трещины с отдельными кавернами соединяются, формируя общую трещину, – таким образом реализуется направленный ГРП.

Докладчик рассказал о технических и технологических особенностях использования такой технологии в компании «Пакер Сервис», о ключевых критериях подбора скважин-кандидатов и применяемом оборудовании. С 2021 по 2022 год по технологии многоинтервальной гидropескоструйной перфорации скважин с селективным гидравлическим разрывом пласта было проведено 27 работ в горизонтальных скважинах.

Инженер по реализации сервисных услуг ГРП компании «Шлюмберже» **Ильяс Ислямов** раскрыл **опыт применения полиакриламидных жидкостей на месторождении им. А. Жагрина**, которое расположено в ХМАО и является активом ООО «Газпромнефть-Хантос». Существует несколько серьезных геологических вызовов как для разработки, так и для проведения ГРП на этом месторождении: небольшие перемычки между объектами разработки, подстилающая вода, наличие мощных средних перемычек. Для противодействия этим

геологическим вызовам было определено направление деятельности – применение альтернативных полимеров при производстве ГРП. Доклад был сфокусирован на применении полиакриламида и ксантановой камеди. В числе основных преимуществ альтернативных полимеров – контроль высоты трещины ГРП, уменьшение содержания химических добавок, сокращение операционного цикла под ГРП на 15% из-за отсутствия необходимости подогрева воды, совместимость с альтернативными источниками воды.

Докладчик изложил историю

применения полиакриламидов на месторождении им. Жагрина и подвел текущие итоги работ. Кроме того, были проведены ОНР по подтверждению способности полиакриламида контролировать рост трещины по высоте с помощью Sonic Scanner, а также ОНР с ксантановой камедью на одной из скважин. Обе ОНР дали положительный результат и рекомендованы к тиражированию.

Еще один доклад **Ильяс Ислямова** был посвящен осуществляемому на месторождении им. Жагрина проекту «**ASTRUM/DigiStim/экофрак**». ASTRUM – это комплекс операционно-технологической эффективности флота ГРП. Докладчик перечислил инициативы ASTRUM: кластерное бурение скважин, наличие подменного критического оборудования, логистика химии и запчастей, перевод работы флота ГРП исключительно в дневную смену, усиление флота подготовки, артезианская скважина на каждом кусте, потенциальное применение воды сеноманских горизонтов и подтоварной воды и т. д.

Были представлены результаты работ комплекса ASTRUM в 2021-2022 годах. Успешность операций составила 99,2%. Проведено сравнение классического подхода ГРП и ASTRUM/DigiStim-подхода (интегрированного подхода для дизайна ГРП) и показано, что вклад DigiStim в комплекс ASTRUM сокращает цикл оптимизации дизайна ГРП и способствует решению геологических вызовов данного месторождения. В частности, для этих конкретных геологических условий можно использовать гибридные работы, кластерный ГРП, кластерный ГРП с песком, полиакриламид, ксантановую камедь или линейный гель с волокнами. Доказано, что DigiStim значительно увеличивает процент новых технологий в проекте ASTRUM.

И, что немаловажно, проект ASTRUM/DigiStim фактически преобразует ГРП в экофрак, всецело соответствуя концепции устойчивого развития.

«Решение ГИС по оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с цементируемыми хвостовиками МГРП» представил главный инженер АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» **Евгений Кузин**. В начале доклада была дана краткая

Было проведено исследование составов на основе бесхлорного ПАВ димерного строения с добавлением различных катионов металлов в качестве структурообразователей.



Евгений Кузин

За два года было проведено более 100 обработок скважин ультразвуком. Дебит скважин по жидкости до обработки составлял от 0 до 36 м³/сут., после обработки – от 4 до 63 м³/сут. Эффект от обработки сохраняется от 3 до 24 месяцев.

характеристика технологии Plug & Perf, включающей способ доставки компоновки из перфораторов и пробок на геофизическом кабеле в горизонтальные участки скважин с большим углом путем прокачки компоновки на забой насосами ГРП. Эта технология высокоэффективна при заканчивании скважин МГРП

с большими объемами закачки и протяженными интервалами. Она становится все более популярной при ГРП с цементируемыми хвостовиками. Однако так называемый геометрический подход, часто используемый при планировании расположения стадий, не всегда позволяет достичь намеченного результата.

Мировой опыт показывает, что начальные дебиты и продолжительность работ в горизонтальной скважине с МГРП через цементируемые

хвостовики в низкопроницаемых коллекторах зависит от качества коллектора в непосредственной близости от ствола скважины и создания трещин ГРП/МГРП непосредственно напротив интервалов с улучшенными коллекторскими свойствами. Предлагаемый специалистами «Тюменьпромгеофизики» так называемый инженерный подход в противовес геометрическому предусматривает детальное изучение интервала, выбор и объединение кластеров, схожих по свойствам и стадии. Была представлена диаграмма, наглядно демонстрирующая преимущества «инженерного» подхода (75% от ожидаемой эффективности) над «геометрическим» (41% от ожидаемой эффективности).

В основе «инженерного» подхода лежит доизучение коллектора на всем протяжении, в частности, с помощью комплекса импульсного нейтрон-гамма-каротажа спектрального (ИНГКс) для исследования свойств пласта и коллектора через колонну, а также кросс-дипольного акустического каротажа для исследования механических свойств и напряжений пласта через колонну. Важная часть «инженерного» подхода – планирование работ и прогноз закачки и натяжений. После анализа данных строится планшет, по которому можно выбрать наиболее перспективные интервалы для МГРП в горизонтальных скважинах. Эти исследования применяются также для составления модели и

выбора оптимального перфоратора. В заключительной части доклада был представлен состав скважинной компоновки и даны рекомендации по использованию «инженерного» подхода для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с цементируемыми хвостовиками МГРП.

Большие успехи в производстве ГРП демонстрируют белорусские специалисты, особый акцент делающие также 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, где с начала освоения нетрадиционных запасов затраты на цикл строительства скважин значительно перераспределились и в настоящее время превалируют затраты на ГРП. Это касается не рядовых операций, а прежде всего МГРП и ГРП по технологии Plug & Perf. В целом ГРП в «Белоруснефти» можно разделить на ГРП на стандартных коллекторах и ГРП на нетрадиционных коллекторах. Для того чтобы качественно провести МГРП, нужно выполнить ряд задач как до, так и в процессе ГРП: пробурить скважину, выбрать оптимальный метод ее заканчивания, грамотно вскрыть пласт, подобрать жидкость разрыва и расклинивающий материал. Докладчик подробно остановился на каждом этапе, охарактеризовал подходы компании к оптимизации действий на каждом из них.

Был представлен опыт выполнения ГРП по технологии Plug & Perf на традиционных и нетрадиционных коллекторах за последние три года. Рекорд – 32 000 м³ жидкости, 4000 т пропантa, 96 кластеров, 28 стадий, расход до 15 м³/мин. Использовалась жидкость на основе синтетического гелеобразователя (полиакриламида). Рассказано о повторных ГРП, в том числе с использованием технологии инициаций трещин ГРП. В настоящее время компания «Белоруснефть» располагает тремя полноценными флотами ГРП, два из которых стандартные, а один, состоящий из шестнадцати установок,

Были разработаны блокирующий состав и облегченная жидкость глушения, при совместном применении позволяющие проводить операции по глушению скважин в условиях АНПД без негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора.



Владимир Марченко



Андрей Кобец

высокорасходный. Вся техника произведена Группой ФИД.

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**. С 2019 года на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проведено более 30 операций МГРП по технологии Plug & Perf, при этом выполнено более 280 стадий с установкой пакер-пробок. После проведения МГРП на всех объектах выполнялись работы с применением ГНКТ по нормализации стволов скважин, фрезерованию пакер-пробок и отмыву пропантa.

Были охарактеризованы основные варианты конструкций заканчиваемых строительством скважин.

Для производства работ по нормализации ствола скважины применялись ГНКТ, в том числе оснащенные геофизическими кабелями. Докладчик представил четыре образца применяемых композитных пакер-пробок различного конструктива, технические требования к ним, паспортные критерии для их фрезерования на ГНКТ, а также результаты их фрезерования. Было рассказано о применяемых для нормализации ствола скважины скважинных компоновках, фрезерного инструмента и ВЗД, основных целях и преимуществах использования

осциллятора 2 7/8 (7 мм) в составе КНК, а также результатах опытно-промышленных работ с включением осцилляторов в состав КНК и осложняющих факторах, оказывающих влияние на выполнение работ.

Для повышения эффективности работ предложен ряд шагов, в частности, изготовление специализированного блока для улавливания фрагментов фрезеруемых композитных пробок, продолжение проведения работ по нормализации протяженных горизонтальных стволов скважин с применением в составе КНК осцилляторов ГНКТ, проведение испытаний высокооборотных ВЗД 80 мм (Carbon X), подбор и опробование на постоянной основе нового

разрушающего инструмента для увеличения скорости фрезерования композитных пакер-пробок, проведение испытаний растворимых пакер-пробок при выполнении работ в процессе МГРП, применение вязкоупругих составов с адаптивными функциями и возможностью программирования автономной самодеструкции с целью временной изоляции нужных (поглощающих) интервалов и сохранением естественной проницаемости коллекторов, применение современного высокотехнологичного оборудования, в т. ч. колтюбинговой установки тяжелого класса УНТ4.

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». В настоящее время в качестве жидкостей для гидроразрыва пласта чаще всего используются композиции на основе сшитого гуарового полимера. Однако такие составы характеризуются существенным недостатком, который заключается в ухудшении фильтрационных свойств коллектора из-за коагуляции порового пространства и образованных недеструктурированным полимером трещин. Анализ жидкости, возвращенной на поверхность после проведения гидроразрыва, показывает, что только 30–45% полимера на основе гуара, закачанного во время обработки, возвращается из скважины с обратным потоком. Кроме того, многокомпонентный состав жидкости гидроразрыва приводит к более высокой стоимости операции. Избежать перечисленных недостатков позволяет использование смесей на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Было проведено исследование составов на основе бесхлорного ПАВ димерного строения с добавлением различных катионов металлов в качестве структурообразователей. При сравнительно низких значениях вязкости составы обладают необходимой способностью удерживать пропант за счет довольно высоких упругих свойств. Также исследуемые составы подвергались деструкции при контакте с углеводородами. Выявлено, что

Поиск новых высокоэффективных поверхностно-активных веществ (ПАВ) для их использования в рецептурах буровых растворов в различных условиях эксплуатации является актуальной задачей нефтепромысловой химии.



Андрей Филатов

Одно из приоритетных направлений развития «СТАР ТЬЮБИНГ» – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом импортного производства.

при смешении составов с нефтью при различном соотношении такие композиции не нуждаются в использовании деструктора и характеризуются высокими технологическими свойствами при минимальном содержании компонентов.

Технология ультразвукового воздействия на призабойную зону пласта горизонтального участка ствола скважины в качестве щадящего и эффективного метода

стимуляции пласта была представлена главным геологом ООО «ВЕТЕРАН» **Константином Алегиним**. Технология ультразвукового воздействия на ПЗП обладает рядом преимуществ перед другими методами воздействия на ПЗП и призвана решать проблемы снижения текущей нефтеотдачи, такие как коагуляция ПЗП в процессе бурения скважины и в процессе ее эксплуатации, образование корки и последующая коагуляция в перфорационных каналах в процессе

глушения скважины. Докладчик подробно описал область применения технологии, рассказал о составе скважинных приборов и физических свойствах ультразвукового воздействия, а также об особенностях применения технологии для добывающих, нагнетательных и газоконденсатных скважин.

За два года было проведено более 100 обработок скважин ультразвуком. Дебит скважин по жидкости до обработки составлял от 0 до 36 м³/сут., после обработки – от 4 до 63 м³/сут. Эффект от обработки сохраняется от 3 до 24 месяцев. Средний прирост дебита нефти по скважинам составил 102,3%, что соответствует двукратному увеличению продуктивности. При этом скважины не подвергались губительному воздействию

кислот и многократной реперфорации, что позволило сохранить в первоначальном виде конструкцию ствола скважины и качество породы ПЗП. Неограниченная кратность применения ультразвуковой обработки и отсутствие негативных последствий, безусловно, являются уникальными свойствами технологии.

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**». Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) осуществляется чаще всего подтоварной водой с добавлением различных химических реагентов (полимеры, поверхностно-активные вещества и др.) или с использованием нерастворимых крупнодисперсных коагулянтов. В осложненных условиях необходимо обеспечить контроль поглощений жидкостей глушения, следовательно, нужен блокирующий состав с вязкоупругими свойствами для перекрытия зоны перфорации, а также облегченная жидкость глушения, способная уравновесить столб жидкости.

На кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина были проведены исследования, позволившие усовершенствовать ранее разработанный состав облегченной жидкости глушения (пена), а также создать совершенно новый блокирующий состав. Был подобран новый пенообразователь, позволяющий получить наибольшую возможную кратность и стабильность пены, а также усовершенствована биополимерная основа для повышения ее устойчивости. Далее была подобрана композиция сшивателей с оптимальной концентрацией, при которой достигается наибольшая стабильность и структурированность системы. Для блокирующего состава также была подобрана биополимерная основа, кислоторастворимый коагулянт – молотый мрамор определенной фракции.

В результате были разработаны блокирующий состав и облегченная жидкость глушения, при совместном применении позволяющие проводить операции по глушению скважин в условиях АНПД без негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора.

Инженер **Сергей Пак** рассказал об **исследовании ингибирующей и эмульгирующей способности продуктов на основе сырья растительного происхождения для дальнейшего применения в буровых растворах**. Поиск новых высокоэффективных поверхностно-активных веществ (ПАВ) для их использования в рецептурах буровых растворов



Александр Стефанцев

в различных условиях эксплуатации является актуальной задачей нефтепромысловой химии. Целью работы являлось исследование продуктов на основе сырья растительного происхождения (и их производных) для дальнейшего применения в буровых растворах.

Эмульсии готовились на основе пресной и минерализованной воды. В качестве масляной

основы использовалось синтетическое масло / дизельное топливо. В качестве эмульгаторов применялись исходные технические продукты (техническая олеиновая кислота и отходы масложировой фракции), а также сложные эфиры жирных кислот с различной длиной спиртовой части. Бентонит добавлялся в минимальных количествах – 1–3,5 г на 100 мл.

Самые лучшие результаты показали эмульсии, приготовленные на минерализованной воде, в которых в качестве эмульгаторов были использованы исходная масложировая фракция и ее смеси со сложными эфирами на основе масложировой фракции и спиртов C₄, C₁₀, C₉-C₁₁ (технические) в соотношении 50:50. Устойчивые эмульсии, термостабильные при 80 °С получаются только с применением синтетического масла при общей концентрации углеводородной фазы не выше 30,0% об.

На основе полученного опыта были разработаны рецептуры эмульсионных буровых растворов (далее ЭБР), которые были получены с добавлением различных марок бентонита при расходе 0,5–1,0 г на 100 мл ЭБР.

О разработке кислотного состава с добавлением комплексообразующего агента рассказала инженер **Александра Киселева**.

Сульфаты являются наиболее проблематичными из отложений солей,

поскольку они нерастворимы в большинстве химических реагентов, что осложняет процесс их удаления. Доказанной эффективностью растворения сульфатов обладают комплексоны. Механизм действия комплексонеров основан на разрушении отложений с последующим образованием устойчивых комплексных соединений с солеобразующими ионами в качестве комплексообразователей.



Сергей Пак

Разработанный интенсифицирующий состав представляет собой базовую композицию на основе соляной кислоты, содержащую органическую кислоту, поверхностно-активное вещество (ПАВ), ингибитор коррозии, стабилизатор железа, а также комплексообразующий агент.

Интенсифицирующий состав предназначен для обработки призабойной зоны карбонатных, терригенных и смешанных коллекторов, в том числе загрязненных отложениями солей, такими как карбонат кальция и сульфат кальция, и может быть использован в процессе интенсификации работы нагнетательных и добывающих скважин с повышенными пластовыми температурами. Композиция не имеет в своем составе труднодоступных и дорогостоящих импортных компонентов и полностью соответствует требованиям отраслевых стандартов. Вариации интенсифицирующего состава со сниженными концентрациями компонентов в рабочих растворах сохраняют свою технологическую эффективность в требуемых условиях.

И О ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЕ

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 ТЬЮБИНГ», недавно отпраздновавшего первый год деятельности, выступил с докладом «**Производство гибких насосно-компрессорных труб в России**». Предприятие было открыто 3 сентября 2021 года на территории индустриального парка «Мастер» в Ставрополе. К настоящему времени выпускаемая ГНКТ уже нашла своего потребителя. Отмечается положительная динамика развития ключевых компетенций компании. Внедрена сертифицированная система менеджмента качества, соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2015, сертификации API Q1, СТО Газпром 9001. Оборудование, которым оснащено предприятие, позволяет удовлетворять потребности заказчиков



Александра Киселева

в ГНКТ диаметром от 25,4 мм до 73 мм и толщиной стенки от 2,0 мм до 6,3 мм групп прочности от СТ-70 до СТ-110. Одно из приоритетных направлений развития «СТАР ТЬЮБИНГ» – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом импортного производства.

Доктор технических наук, генеральный директор ООО «ШИНДА ТЬЮБИНГ СОЛЮШНС»

Павел Егоров представил это предприятие как **производителя уникальных ГНКТ и продуктов на их основе**. «ШИНДА» – один из крупнейших производителей кабельной

продукции в Китае, предоставляющий широкую номенклатуру изделий для нефтегазового применения. В линейке продуктов: ГНКТ в соответствии с API 5ST; ГНКТ больших диаметров, больших длин и толщин стенок, разностенные; ГНКТ из нержавеющей и специальных сталей; капиллярные трубки и т. д.

Компанией создана уникальная система, совмещающая на основе ГНКТ сложные системы, включающие в себя силовые кабели, капиллярные трубки, кабели управления, многоканальные системы и другие элементы. Выпускаются также ГНКТ со встроенными

системами внутри (труба в трубе, греющая ГНКТ, ГНКТ с силовым кабелем, кабелем управления и гидравлическими трубками). В качестве альтернативы ГНКТ диаметром 73 мм могут быть предложены трубы в трубе, имеющие дополнительную жесткость за счет конструкции.

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 нескольких образцов ГНКТ. Известно, что гибкие



Владимир Руднев



Павел Егоров

трубы менее подвержены коррозии, чем традиционные насосно-компрессорные трубы. Защитить колонну гибких труб от коррозии можно путем применения различных ингибирующих композиций.

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, произведенных компаниями ESTM (ГТ-1) и SHINDA (ГТ-2). В качестве агрессивных сред использовались соляная и сульфаминовая кислоты в концентрациях 5, 10 и 15% масс., а для ингибирования коррозионных процессов использовались промышленные ингибиторы ИНВОЛ-2А (конц. 0,5% масс.) и ИНВОЛ-2Б (конц. 0,4% масс.) Была отмечена высокая коррозионная устойчивость ГНКТ только в случае их применения в солянокислотных составах. В среде сульфаминовой кислоты значения скорости



коррозии образцов гибких труб в несколько раз выше, чем для образца стали Ст3. При добавлении ингибиторов скорости коррозии образцов ГТ-1 и ГТ-2 и стали Ст3 опускаются ниже предельно допустимого значения (0,2 г/(м²(ч))).

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», которая состоится 16-17 ноября 2023 года! 📍

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»



Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

ЖУРНАЛ,
о современном
высокотехнологичном
нефтегазовом сервисе –
об инновационном
оборудовании
и технологиях



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Реклама

82

Опыт фрезерования композитных пакер-пробок после многостадийного гидравлического разрыва пласта по технологии Plug & Perf в скважинах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

П.В. РЕВЯКОВ, А.Н. КОБЕЦ, Ю.В. ВОЙТОВ, С.Н. ПЛЕХАНОВ, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

По результатам работ многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» наиболее перспективным направлением МГРП стала технология Plug & Perf. Данная технология активно развивается в Республике Беларусь, получаемые дебиты по скважинам позволяют позитивно взглянуть на разработку нетрадиционных коллекторов.

По технологии Plug & Perf на месторождениях Припятского прогиба проведено более 35 операций МГРП, при этом установлено более 300 композитных пакер-пробок в горизонтальных стволах скважин. После всех этапов МГРП выполняется нормализация горизонтального ствола скважины с применением колтюбинговой установки (рис. 1).

Нормализация скважины включает фрезерование композитных пакер-пробок с одновременной промывкой пропантно-песчаной смеси, далее проводится спуск подземного оборудования с целью последующего ее ввода в эксплуатацию. Фрезерование композитных пакер-пробок выполняется в горизонтальных скважинах с длиной горизонтального участка до 2000 м. Конструкции скважин Plug & Perf представлены эксплуатационными колоннами диаметром 140 мм и 178x114 мм. Устьевые давления после МГРП составляют до 20 МПа. Для фрезерования пакер-пробок используется гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) диаметром 50,8 мм группой прочности СТ90.

Управление по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНПиРС) РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»



Рисунок 1 – Применяемое оборудование в процессе фрезерования композитных пакер-пробок после Plug & Perf



Рисунок 2 – Композитные пакер-пробки, применяемые в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

имеет опыт фрезерования композитных пакер-пробок различных видов (рис. 2), которые отличаются техническими и геометрическими характеристиками. Установлено, что геометрические характеристики (длина, наружный диаметр), тип композитного материала, материал якорного устройства (чугун/керамика),

Таблица 1 – Состав КНБК для фрезерования пакер-пробок

Состав КНБК	Фрез	ВЗД	Осциллятор	Надмоторная компоновка	Луночный коннектор
Обсадная колонна 140 мм	114,3 мм	80–95 мм	73 мм	73 мм	73 мм
Обсадная колонна 114,3 мм	93 мм	75–80 мм	73 мм	73 мм	73 мм

конструктивные особенности пакер-пробки влияют на скорость фрезерования, а также на полученные осложнения в процессе работ.

Учитывая конструкции и условия скважин, результаты выполненных работ, определен состав компоновок (КНБК, табл. 1), которые позволили без технологических происшествий и осложнений проводить фрезерование композитных пакер-пробок после Plug & Perf.

На основе сбора данных в процессе фрезерования, значений времени фрезерования различных видов композитных пакер-пробок

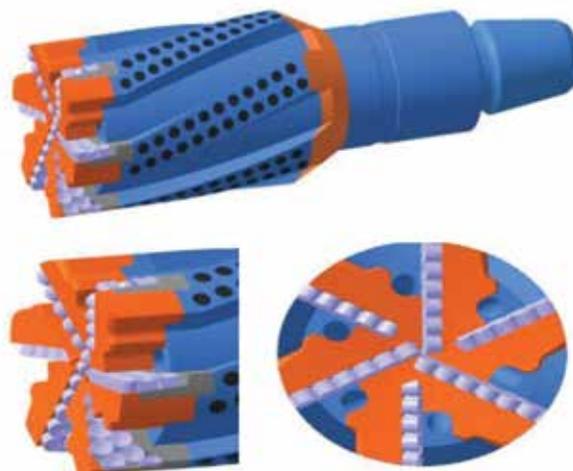


Рисунок 3 – Фрезер для фрезерования композитных пакер-пробок

был подобран необходимый забойный фрезер спирального типа (рис. 3) со значительной толщиной режуще-истирающей наплавки, хорошим качеством твердосплавного вооружения (карбида вольфрама), наличием на калибрующей части твердосплавных вставок и обязательным обратным вооружением для дробления крупных частей пакер-пробок. Конструкция и технические характеристики данного фрезера позволили выполнить фрезерование 16 композитных пакер-пробок за один рейс без смены КНБК.

Так как фрезерование проводится ГНКТ 50,8 мм в горизонтальном участке ствола скважины (длиной 1500–2000 м), обязательным элементом КНБК является специализированный осциллятор, который обеспечивает дохождение до планируемого забоя скважины и помогает создать необходимую осевую нагрузку для разрушения композитных пакер-пробок. Также применение осциллятора позволяет сократить время фрезерования композитных пакер-пробок. Для примера по результатам работ на трех скважинах (табл. 2), в которых было разрушено 57 пакер-пробок, при работе КНБК № 2 с осциллятором среднее время фрезерования одной пакер-пробки составило 1,6 часа, что на 1,1 часа меньше, чем при фрезеровании КНБК № 1 без осциллятора.

При фрезеровании композитных пакер-пробок был выявлен перечень основных осложнений (табл. 3) и разработаны мероприятия для их

Таблица 2 – Результаты фрезерования 57 композитных пакер-пробок на трех скважинах

№ скважины	Длина горизонт. ствола, м	Количество пакер-пробок, шт.	КНБК	Кол-во рейсов	Среднее время фрезерования, ч.	Количество отмытого проппанта (песка), м ³
516g	1648	11	КНБК № 1	2	3	5,50
		10	КНБК № 2		1,2	5,55
467g	1674	11	КНБК № 1	2	2,7	6,97
		5	КНБК № 2		1	2,97
513g	1680	9	КНБК № 1	3	2,5	4,67
		7	КНБК № 2		2	3,3
		4	КНБК № 2		2	3,77
ВСЕГО:		57		7	2,7/1,6	32,7
Эффект применения КНБК № 2:					1,1	

Таблица 3 – Осложнения при фрезеровании композитных пакер-пробок

Перечень основных осложнений	Пути решения (мероприятия)
Забитие блока дросселирования крупными элементами пакер-пробок (резиновые элементы, куски композита, сухари якорного устройства)	<ul style="list-style-type: none"> – Выбор оптимальной конструкции композитной пакер-пробки. – Монтаж специального наземного блока для улавливания частей разрушенной пакер-пробки.
«Зависание» КНБК, блокировка ГНКТ – получение недостаточной осевой нагрузки на инструмент при фрезеровании	<ul style="list-style-type: none"> – Применение в составе КНБК специализированного осциллятора для ГНКТ. – Применение понизителя трения типа металл – металл. – Прокачка вязкоупругой системы (вязкой пачки). – Проведение профилактического подъема КНБК в вертикальный участок скважины с максимальным расходом технической жидкости для отмыва проппанта и частей пакер-пробок.
Прихват КНБК элементами пакер-пробки	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение необходимых режимно-гидравлических параметров закачки технической жидкости. – Применение понизителя трения типа металл – металл. – Закачка газожидкостной смеси.

решения, которые позволяют контролировать операцию, сокращать время на дополнительные работы и не увеличивать сроки освоения скважины.

На сегодняшний день поставлена цель сократить время освоения скважин после МГРП по технологии Plug & Perf путем увеличения механической скорости фрезерования пакер-пробок, количества разрушенных пакер-пробок (не менее 20 штук) за одну спуско-подъемную

операцию (1 рейс) КНБК. Пути развития в данном направлении связаны с испытанием нового высокоэффективного и качественного разрушающего инструмента (фрезера), применения новых типов винтовых забойных двигателей и осцилляторов, которые имеют увеличенный ресурс оборудования без его отказа в работе, а также применение вместо композитных растворимых пакер-пробок. ☉



БИТТЕХНИКА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПРОИЗВОДСТВО, ВНЕДРЕНИЕ

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

Стремясь к лучшему, создаем совершенство



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



Россия, 614065, Пермский край, Пермь, Ш. Космонавтов, 395 Я
Телефон/факс: +7 (342) 294 64 64, 27 000 27
www.bittekhnik.ru, e-mail: info@bittekhnik.ru

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



ФЗ-Ц Фреза забойная цементная



ФЗ-Т фреза забойная торцевая



ТЛНШ трубовка наружная освобождающаяся штанголовка



ТВГ труборез внутренний гидравлический



ПИКВ удочка ловильная для кабеля внутренняя



ЯГТ якорь гидравлический трубный



ПИКН удочка ловильная для кабеля наружного



РПК райбер конусный прямозубый

Перспективы ультразвукового воздействия на продуктивный пласт горизонтального участка ствола скважины с применением ГНКТ

Константин АЛЕГИН, главный геолог ООО «ВETERАН»

В нефтегазодобывающей отрасли России наблюдается постепенное ухудшение структуры запасов. Оценивая перспективы добычи нефти в мире, можно констатировать: эпоха дешевой и легкой нефти закончилась. В 2000-2010 годах, когда добыча нефти в России быстро росла, российские нефтегазодобывающие компании увеличивали объемы производства за счет старых активных запасов. Существенная часть эксплуатируемых месторождений вступила в стадию снижения добычи ввиду высокого уровня выработанности, достигающего местами 55%. Одновременно в России, как и во всем мире, росла доля трудноизвлекаемых запасов и количество низкодебитных скважин в эксплуатации. На текущий момент доля трудноизвлекаемой нефти составляет более 65% от общего объема доказанных запасов черного золота в России (рис. 1). При этом в общем

объеме добычи нефти постоянно растет доля ТРИЗ (трудноизвлекаемых запасов) и, как следствие, возрастает количество скважин с горизонтальными участками, на которых невозможно проведение качественного и безопасного ремонта без применения колтюбинговых установок. Необходимость вовлечения в разработку месторождений с запасами худшего качества является одной из приоритетных задач для компенсации добычи. Как показывают исследования и практика, наиболее эффективными способами добычи трудноизвлекаемых нефтей являются модернизированные технологии, базирующиеся на технологиях, применяемых

В общем объеме добычи нефти постоянно растет доля ТРИЗ и, как следствие, возрастает количество скважин с горизонтальными участками, на которых невозможно проведение качественного и безопасного ремонта без применения колтюбинговых установок.

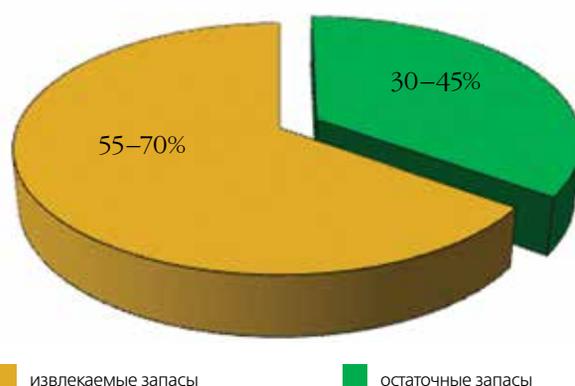


Рисунок 1 – Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

при добыче традиционных нефтей. К ним можно отнести отдельные разновидности тепловых, газовых и химических методов. Однако большая их часть имеет ограниченное практическое применение, поскольку одни методы требуют использования дефицитных и дорогих материалов, другие слишком сложны для практической реализации в условиях горизонтального участка скважины, третьи могут вызывать необратимые негативные последствия/изменения как в пласте (механическое/химическое повреждение внутрискважинного оборудования и элементов конструкции скважин, разрушение скелета породы с последующими осложняющими факторами добычи углеводородов), так и в окружающей среде (нарушение пород «покрышек» и, как следствие, сообщение углеводородного коллектора с водоносными коллекторами хозяйственного назначения).

В российской нормативно-правовой базе и научной литературе такое понятие, как «трудноизвлекаемые ресурсы углеводородов»

не имеет однозначного определения. Сам термин «трудноизвлекаемая нефть» берет начало с 70-х годов прошлого века. Ранее под ним подразумевали запасы, разработка которых традиционными технологиями не обеспечивает необходимой эффективности с точки зрения коэффициента нефтеотдачи, а в некоторых случаях – также с позиций стоимости добычи нефти. Такая трактовка с небольшими дополнениями и сейчас используется при определении налоговых льгот. Многие авторы относят нефти с аномальными физико-химическими свойствами и осложненные условия залегания к трудноизвлекаемым запасам, а сами трудноизвлекаемые запасы, в свою очередь, относят к осложненным условиям добычи.

С научной точки зрения для более конкретного понимания имеет смысл разделить понятия «трудноизвлекаемые запасы» и «осложненные условия добычи».

Профессор Д.Г. Антониади в работе «Нефтепромысловые системы с осложненными условиями добычи» под термином «трудноизвлекаемые запасы» подразумевает «месторождения, в которых изначально (т. е. до начала разработки) существуют особенности геологического и промыслово-геологического характера месторождения, а также аномальные параметры нефти и другие факторы природного происхождения, создающие ситуацию, при которой необходимо применение системы специальных мер и технологий добычи». Другими словами, к трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей с неблагоприятными геологическими условиями залегания или представленные малоподвижной нефтью (например, с высокой плотностью, вязкостью и высоким содержанием твердых парафинов, смол, асфальтенов).

Такие показатели, как вязкость, плотность, содержание смол и парафинов являются ключевыми признаками классифицирования при отнесении образцов нефти к трудноизвлекаемой.

К осложненным условиям относятся условия эксплуатации скважин с факторами, затрудняющими добычу. К ним относятся:

- низкая газонасыщенность пласта;
- повышенное количество механических примесей;
- большое количество солей и смоло-парафиновых фракций;
- нефти с аномальными физическими свойствами;
- пласты с неоднородностью по проницаемости;

- пласты с низкой начальной нефтенасыщенностью;
- низкая температура пласта в совокупности с другими факторами.

Следует подчеркнуть, что часть вышеперечисленных факторов являются зависимыми от времени и этапов разработки.

В зависимости от стадии разработки месторождения методы извлечения нефти принято делить на первичные, вторичные и третичные.

- Первичные методы добычи нефти связаны с максимально возможным использованием

естественной энергии пласта: упругой энергии, энергии растворенного газа, энергии законтурных вод, газовой шапки, потенциальной энергии гравитационных сил.

- Вторичные методы связаны с поддержанием пластового давления путем закачки воды или газа.

- Третичные методы повышения эффективности разработки месторождений связаны с применением

МУН, к которым относятся вытеснение нефти из пласта с помощью химических агентов, газов, полимерных веществ, использование физических методов и даже микробиологическое воздействие.

Российские нефтяные компании при оценке проектного КИН в качестве методов, позволяющих повысить нефтеотдачу пласта, рассматривают первичные и вторичные методы нефтедобычи, которые давали хорошие

Использование третичных методов позволило бы увеличить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза (на 65 млрд тонн) и поднять среднее значение нефтеотдачи с 35 до 50%.

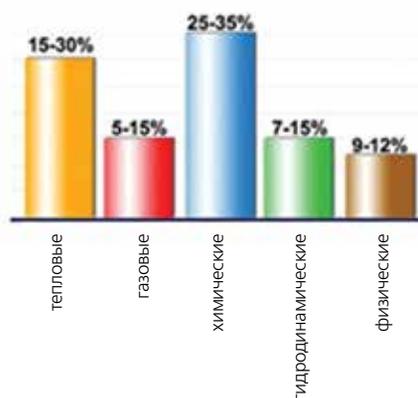


Рисунок 2 – Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами по месторождениям России

результаты на менее сложных запасах, а современные МУН применяют в недостаточной степени. По данным А. Боксермана, использование третичных методов позволило бы увеличить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза (на 65 млрд тонн) и поднять среднее значение нефтеотдачи с 35 до 50%. Именно с этими методами специалисты связывают будущее нефтяной промышленности.

В последние годы стали комбинировать уже известные методы с целью получения синергетического эффекта и снижения энергоемкости. При этом сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и т. д.

Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами по России КИН составляют: при использовании тепловых методов 15–30%, газовых – 5–15%, химических – 25–35%, физических – 9–12%, гидродинамических 7–15% (рис. 2).

По оценкам специалистов РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, в комплексе современных МУН все более значимое место приобретают геофизические методы, особенностью которых является то, что все они в качестве «рабочего агента» воздействия на пласт используют не вещество (пар, газы, химические реагенты и т. п.), а физические поля разной природы (электромагнитные, упругих колебаний, ядерно-физические и т. д.), а также применяют оборудование, аппаратуру и технологии, практически не отличающиеся от традиционных для геофизических исследований скважин.

Наиболее экономически эффективными и безопасными в настоящее время являются акустические методы. В этой группе методов наиболее развитыми сегодня в теоретическом и аппаратно-технологическом аспектах, особенно при воздействии на пласт и призабойную зону скважин, являются методы акустического воздействия, среди них – акустические в ультразвуковом диапазоне.

Акустические методы интенсификации добычи нефти основаны на разных физических процессах, протекающих или создаваемых в призабойной зоне под воздействием ультразвука. Исследование этих процессов позволяет выявить основные физические механизмы акустического воздействия, одним из которых является нелинейное взаимодействие ультразвуковой

волны с жидкостью, заполняющей пористую структуру коллектора.

Мощное акустическое излучение, генерируемое погружным устройством, распространяется в призабойной зоне скважины главным образом по ее твердым структурам. Пористая структура нефтяного пласта состоит из множества каналов, трещин, капилляров, соединяющих полости и обеспечивающих перетекание их жидкого содержимого. Задачей ультразвукового воздействия является стимуляция различными способами этого течения с целью увеличения выхода конечного продукта из ствола скважины. Существуют способы, ориентированные на декольматацию нефтяного коллектора (устранение препятствий на путях течения нефти под воздействием ультразвука). Другие способы ориентированы на силовые возможности забора жидкофазного сырья созданием оптимальных условий его всасывания с помощью эффекта акустического течения или увеличения пористости пласта. Акустическая дегазация – еще один из эффектов, вызванных акустическим полем. Дегазация жидкости, находящейся при давлении, превышающем давление насыщения, связана главным образом с наличием в ней газовых пузырьков – зародышей. Пульсации стенок пузырьков могут привести к их росту в результате так называемой выпрямленной диффузии. Пузырьки, достигшие определенного максимального размера, схлопываются, что

приводит к возникновению ударных волн. Это вызывает появление течений жидкости, способствующих перемешиванию и очистке пор, подвергшихся кольматации. Дело в том, что в процессе работы излучателя разогревается скважинный флюид, и это ведет к росту давления его насыщения и резкому снижению порога выпрямленной диффузии. В результате может начаться дегазация скважинного

флюида и, как следствие, постепенное снижение его плотности по стволу скважины. Возникающая при этом дополнительная депрессия на пласт может вызывать увеличение дебита. Ультразвук применяется и для акустического нагрева отдельных областей участков горизонтального участка скважины, а также совместно с химическими реагентами.

По характеру воздействия на обрабатываемый интервал горизонтального участка ствола

Акустические методы интенсификации добычи нефти основаны на разных физических процессах, протекающих или создаваемых в призабойной зоне под воздействием ультразвука.

скважины можно выделить физические свойства ультразвукового воздействия (УЗВ):

- 1. Кавитация** – образование и активность газовых или паровых пузырьков (полостей) в среде, облучаемой ультразвуком, а также эффекты, возникающие при их взаимодействии со средой и акустическим полем.
- 2. Сонокапиллярный эффект.** Если жидкость в капилляре совершает колебания под влиянием источника ультразвука, то капиллярный эффект резко возрастает: высота столба жидкости увеличивается в несколько десятков раз, значительно возрастает и скорость подъема. Экспериментально доказано, что жидкость толкают вверх не радиационное давление и капиллярные силы, а стоячие ультразвуковые волны. Ультразвук снова и снова как бы сжимает столб жидкости и поднимает его вверх (открытие академика Е.Г. Коновалова, 1961 год).
- 3. Разрушение межмолекулярных связей.**

При ультразвуковой обработке на каждую молекулу жидкости действует зависящее от времени t напряжение:

$$s(t) = s_0 \sin \omega t.$$

Если продолжительность воздействия превышает время, $\tau_p = N_p / \omega$;

то происходит разрыв межмолекулярных связей:

$$N_p = \frac{\sigma}{\sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{\sigma}{\sigma_0} \right\}$$

Общепринятые обозначения:

- σ – значение напряжения разрыва межмолекулярных связей данного типа;
- γ – параметр, характеризующий этот вид межмолекулярных связей;
- K – постоянная Больцмана;
- T – температура.

С целью проверки работоспособности, а именно подтверждения воздействия на коллектор пласта физических свойств ультразвукового прибора было проведено моделирование обработки призабойной зоны пласта с применением ультразвукового поля и сонохимического воздействия на экспериментальном комплексе, основанного на создании керновых моделей призабойной зоны пласта. В данном процессе использовались методы физического и математического моделирования, применялись проверенное лабораторное оборудование и стандартизированные методики измерения, выполнялся многофакторный анализ полученных результатов. Для создания повреждения коллектора в призабойной зоне пласта при капитальном ремонте скважин в

физическую модель после кольматации буровым раствором дополнительно закачивали жидкость глушения.

Результаты исследований на каждом этапе проведения экспериментов оценивались по изменению значений проницаемости относительно первоначальной. В процессе экспериментальных работ согласно ГОСТ 26450.0-85 выполнено около 1300 определений проницаемости терригенных образцов и 280 определений карбонатных образцов.

Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности сонохимической технологии, позволяющей восстанавливать проницаемость за счет расширения или образования новых фильтрационных каналов на карбонатных образцах в десятки раз. Использование колтюбинговых технологий позволит широко внедрить данный вид ПНП на скважинах с горизонтальным участком ствола или с большим отклонением от вертикали, а также оптимизировать процесс проведения сонохимической селективной обработки горизонтального участка за счет установки рабочего агента (ПАВ, кислотный раствор, растворитель и пр.) в нужном интервале и требуемом временном периоде.

Максимальное восстановление проницаемости при сонохимической обработке терригенных образцов составляет 81,3% от начальной. Для получения более высоких результатов необходимо детальнее прорабатывать все составляющие, участвующие в процессе моделирования кольматации и декольматации ПЗП.

Результаты экспериментальных исследований позволяют оценить технологию сонохимического воздействия как эффективный инструмент для восстановления проницаемости как карбонатных, так и терригенных отложений ПЗП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муллакаев М.С. Современное состояние проблемы извлечения нефти. – УДК 553.982. ЭКОНОМИКА.
2. Красеньков С.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи.
3. Ультразвуковое воздействие на пласт // Нефтесервис. – 2011.
4. Прачкин В.Г., Муллакаев М.С., Асылбаев Д.Ф. Повышение продуктивности скважин методом акустического воздействия на высоковязкие нефти в каналах призабойной зоны скважины // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2014. – № 9.
5. Мельников В.Б. Перспективы применения волновых технологий в нефтегазовой отрасли // Академические чтения. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2007.
6. Боксерман А. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России. URL: OilCapital.ru. 01.09.2006.

Тезисы Конференции по КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2022 (часть 3) SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 3)

Окончание/The closing part.

Международная конференция по коiled tubing 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 коiled tubing 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 8. СТИМУЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА, ОХВАТ ЗАВОДНЕНИЕМ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

Применение интеллектуальной ГНКТ для установки расширяемого пластыря обсадной колонны

Халид РАХИМОВ, Халейна АРСТИАНТИ, Агус КАХИОНО, Baker Hughes

Один из клиентов в Азиатско-Тихоокеанском регионе столкнулся с проблемой высокого газового фактора на нескольких скважинах, что вынудило ограничить добычу, чтобы не превысить мощность газоперерабатывающих установок. Одним из наиболее эффективных и сложных решений, предложенных для изоляции интервалов с высоким притоком газа, была установка расширяемых металлических пластырей. Исторически установка пластырей осуществлялась с использованием кабеля, однако в этом случае требовалась высокая точность при размещении пластыря. Соответственно, предпочтение было отдано коiled tubing технологиям, позволяющим осуществлять механическую изоляцию пласта с передачей данных в режиме реального времени.

Интеллектуальная коiled tubing система состояла из оптимизированной под нужды заказчика КНБК, обеспечивающей мгновенную передачу данных о разнице давлений, температуре, информации с

Session 8. STIMULATION, CONFORMANCE, AND NON-CONVENTIONAL APPLICATIONS

Intelligent Coiled Tubing Operation Practices to Install Expandable Casing Patch

Khalid RAHIMOV, Haleyna ARSTIANI, Agus CAHYONO, Baker Hughes

A customer in Asia Pacific had challenges with high gas oil ratios on several wells that limited production as not to exceed a gas handling facilities capacity. One of the most effective and challenging options proposed to isolate the intervals of high gas production was the installation of expandable metal patches. While historically the preferred deployment method of a patch has been wireline, due to the accuracy required to set the patch, with coiled tubing enhanced in providing real-time data transfer, the advantages of utilizing it for installing mechanical isolation become superior.

The Intelligent coiled tubing system consists of a customized bottom hole

локатора муфт и данных о натяжении/сжатии/крутящем моменте на поверхность через неинтрузивный кабель, запасованный внутрь ГНКТ. Все эти параметры имеют решающее значение для надлежащей установки пластыря; информация необходима для точного понимания того, что происходит в скважине в каждый момент времени и какое влияние может оказать то или иное действие на объем и ход работ.

Устранение проблем в скважине полностью зависело от точности выполнения работ. Решающим фактором успешности проведения операции стало применение интеллектуальной ГНКТ. Процесс установки пластыря состоит из нескольких дублирующихся циклов; эти циклы должны выполняться одновременно и быть гармонично интегрированы с очень малой погрешностью. При проведении работ, где 99% точности недостаточно, правильная установка каждого пластыря также зависит от точности данных, полученных от датчиков в КНБК, что позволяет устанавливать пластырь на необходимой глубине и в требуемом месте.

Эффективная работа скважины после выполненной операции подтвердила преимущество использования интеллектуальной ГНКТ для установки пластырей, что дает оператору непосредственные преимущества в части добычи и обеспечивает положительный экономический эффект. В данной статье подробно описывается процесс успешной установки пластырей на нескольких скважинах. Также подчеркивается точность моделирования работы ГНКТ в скважине по сравнению с фактическим результатом.

Проведение полного анализа системы заканчивания с применением песчаных фильтров за одну СПО благодаря комбинации нового акустического инструмента и традиционных методов промыслово-геофизических испытаний и кавернометрии

Дункан ТРОУП, Archer

В скважинах, в которых приняты меры по борьбе с пескопроявлениями, все равно в процессе добычи может наблюдаться вынос песка, часто возникающий из-за единичных повреждений отдельных секций фильтров. Точное определение места выноса песка в скважину позволяет целенаправленно устранить источник пескообразования, сохранив при этом как можно больший приток углеводородов. В этой работе рассматриваются новые акустические методы, используемые для определения продуктивных интервалов и зон пескопроявлений в скважине.

Ультразвуковые методы обнаружения песка в скважине оказались проблемными в применении прежде всего из-за трудности разделения акустических сигнатур, вызванных воздействием частиц, и сигнатур, генерируемых турбулентным потоком. Достижения в области датчиков и цифровой обработки сигнала позволили четко различать акустические сигнатуры турбулентных потоков и частиц как в условиях гидравлических испытаний, так и в реальных условиях добывающей скважины. Были разработаны новые алгоритмы обработки, позволяющие не только обнаруживать места проникновения песка в

assembly that transmits differential pressure, temperature, casing collar locator and tension-compression-torque data instantaneously to the surface via a nonintrusive wire installed inside the coiled tubing string. All of these parameters are crucial for an appropriate deployment of a patch, the information is required to accurately understand the scenario of what is happening downhole at each given moment and what effect a control input could possibly have on the work scope

The right solution to a problematic well is only as good as the accuracy it can be applied with. The Intelligent Coiled Tubing System was a defining factor for the success of the production solutions. The setting process of the patch is composed of several duplicated cycles; these cycles must be performed simultaneously and be harmoniously integrated with a very small margin for error. On an intervention where 99% accuracy is not enough, the proper performance of each patch installed, is also attributed to the precision of the data received from the sensors in the BHA, this made possible for the patch to be set at the right depth and in the due diligence required for the scope.

The efficient system performance confirmed the advantage of using intelligent coiled tubing for patch installation, providing immediate production benefits to the operator and direct positive financial impact. This paper will detail the process followed, to successfully set the multiple patches in the several wells. It will also highlight the accuracy from the coiled tubing performance simulation vs the execution.

Complete Analysis of a Complex Sand Screen Completion in a Single Run in Hole is Enabled by Combination of Novel Passive Acoustic Tools with Conventional PLT and Caliper Techniques

Duncan TROUP, Archer

Wells with sand control measures may still exhibit onset of sanding during production, often due to isolated damage of individual screen sections. Positive identification of the location of the sand production allows targeted mitigation to remove the sanding source while retaining as much hydrocarbon flow as possible. This paper discusses the novel acoustic techniques used to identify productive zones and areas of sand production in a well suffering a sanding event.

скважину, но и определять количество и характеристики частиц песка в потоке.

В горизонтальной нефтедобывающей скважине после увеличения открытия штуцера произошло изменение поведения, появился вынос песка в скважину наряду с увеличением обводненности. В скважину была спущена компоновка, содержащая каротажный инструмент, акустический прибор и многорычажный каверномер с трактором для доставки; было выполнено несколько проходов, сочетающих в себе непрерывный каротаж и стационарную запись. Полученные данные показали отсутствие перетока во время закрытия скважины, в то время как были обнаружены признаки скопления песка на нижних секциях фильтров. При фонтанирующей скважине данные ПГИ показали профиль притока по всем фильтрам и определили точку значительного притока воды. Анализ акустических данных с использованием методов статистической выборки переходных процессов показал, что это основной источник песка, поступающего в ствол скважины, и позволил подтвердить перенос песка в потоке. Анализ с использованием общей выборки уровня шума позволил обнаружить энергию турбулентного потока в стволе скважины, коррелирующую с данными расходомера, а также в призабойной зоне за определенными фильтрами. Данные, полученные с многорычажного каверномера, подтвердили общую целостность фильтров и позволили спланировать проведение изоляционных мероприятий для прекращения выноса песка с минимально возможным снижением производительности скважины.

Подтвержденная способность нового инструмента отделять акустические сигнатуры ударов частиц песка от шума турбулентного потока привносит дополнительный аспект в процесс интерпретации данных ПГИ, позволяя профилировать приток как для твердой, так и для жидкой фазы. Статистический анализ регистрируемого шума широкого спектра также позволяет получить информацию о потоке жидкости не только в стволе скважины, но и в околоскважинной и призабойной зоне за эксплуатационной обсадной колонной. Эта информация может оказаться критически важной при анализе конструкции компоновки заканчивания скважины.

Промывки и кислотные обработки в нетрадиционных скважинах через НКТ

Джейсон БЕРК, Кайла ХАРРИСОН, Франциско ГАМАРРА, ConocoPhillips; Мэтт ТЕРНЕР, Джим РУБИ, Брендон НОНО, Old School Services

За последние 12 лет технологии в области бурения и заканчивания скважин позволили сократить время цикла операции и значительно снизить затраты операторов. С началом проведения повторных стимуляций пласта дополнительный дебит из существующих скважин достигается при меньших затратах, чем затраты на бурение новых скважин. Однако было разработано недостаточно методов проведения внутрискважинных работ для восстановления дебита или продления срока службы существующих скважин.

Ультразвуковые методы для обнаружения песка в скважине в downhole environment proved troublesome primarily due to the difficulty in separating acoustic signatures due to particle impacts from those generated by turbulent flow. Advances in sensor technology and digital sampling have enabled reliable discrimination of turbulence and particle signatures in both controlled flow-loop conditions and in real producing wells. Novel processing algorithms have been developed to not only detect sand ingress points, but also to quantify and characterise sand particles in the flow stream.

A horizontal oil producing well exhibited a change of behaviour following an increase in choke opening, when it started to produce sand along with an increased water cut. A toolstring combining production logging, acoustic sand detection and multifinger caliper with a tractor for conveyance was deployed in the well and a number of passes were made combining continuous logging and stationary recordings. The acquired data indicated there was no crossflow during shut-in, while there were indications of sand build-up over the lower sections of screens. With the well flowing, the PL data showed the inflow profile across all screens and identified a point of very large influx of mostly water. Analysis of the acoustic data using transient statistical sampling techniques showed this to be the main source of sand entering the wellbore and was able to verify sand transport in the flow stream. Analysis using general noise level sampling was able to detect energy due to turbulent flow in and into the wellbore, correlated with spinner responses, and also in the near wellbore environment behind certain screens. Multifinger caliper data confirmed the general integrity of the screens and enabled the planning of isolation measures to shut off sand production while minimising production loss. The verified ability of the new tool to separate the acoustic signatures of particle impacts from turbulent flow noise brings an additional aspect to production logging interpretation, allowing inflow profiling for solids as well as fluid phases. Statistical analysis of the broad-spectrum noise recorded also reveals information about fluid flow not just in the wellbore but also in the near-wellbore environment behind the primary tubular. This information can prove critical in analysis of completion design.

Thru-Tubing Cleanouts and Acidization in Unconventional Wells

Для решения задач в этой относительно неизведанной области необходимы новые инструменты и методы для восстановления притока в старых скважинах с нетрадиционными коллекторами, которые будут более экономически эффективными, чем традиционные внутрискважинные операции.

На экономическую эффективность проведения капитального ремонта скважины влияет неопределенность в плане успешности извлечения существующей эксплуатационной колонны и замены ее на компоновку заканчивания новой конструкции. В результате был разработан инструмент и метод промывки, который расширяет возможности применения ГНКТ диаметром 1,25 дюйма для очистки обсадной колонны диаметром 5,5 дюйма через НКТ диаметром 2,375 дюйма, тем самым устраняя необходимость извлечения и замены верхней компоновки заканчивания.

Недавнее применение этой новой технологии в нетрадиционной скважине показало, что модифицированный гидромониторный инструмент (Reverse Nozzle Bit Sub или RNBS) наряду с регламентированным графиком промывки может очистить большую часть длины бокового ствола и восстановить дебит скважины при значительно меньших затратах времени и денежных средств по сравнению с проведением капитального ремонта с использованием свинчиваемых труб. Кроме того, использование ГНКТ для равномерной подачи кислоты по всей длине бокового ствола позволяет удалить отложения и очистить зоны перфорации для повышения производительности скважины.

В этой статье будет представлен обзор процесса разработки, испытаний и применения в полевых условиях нового инструмента и методологии, а также показаны первые результаты применения данного метода и оборудования.

Профилирование добычи в условиях кислой среды на газовой высокодебитной скважине с помощью распределенного измерения температур – альтернативное решение с использованием ГНКТ

Ибну МАУЛАНА, Бамбанг ПУРВАНТО, Пибриянто ПЕБРИАНТО, Pertamina EP Cepu; Венарно НУРРАХМАДИ, SKK Migas; Сангджета КАЛИДАС, Чи Сонг ТАН, Аднен МХИРИ, Джон Ризал ДЖЕНИ, Диах Сетианти КУСВАРДАНИ, Schlumberger

В рамках стратегической инициативы по разработке основных запасов месторождения Джамбаран в Восточно-Яванском бассейне в Индонезии с целью добычи газа и развития национальной экономики было завершено строительство шести газодобывающих скважин с общим объемом добычи 300 млн стандартных кубических футов в сутки. Основная задача заключалась в проведении эффективной перфорации на депрессии участка протяженностью не менее 800 футов в каждой из скважин. Для проведения работ была применена ГНКТ, оснащенная оптоволоконным кабелем, спускаемая в скважину под давлением без использования буровой установки; это была первая такого рода операция в стране.

Понимание вклада этих протяженных интервалов

Jason BURKE, Cayla HARRISON, Francisco GAMARRA, ConocoPhillips; Matt TURNER, Jim RUBY, Brandon NONO, Old School Services

Over the last 12 years, technology in the drilling and completions space has reduced cycle time and dramatically lowered costs for operators. With the adoption of re-stimulations, additional production is being gained from existing wells at a cost that is less than the cost of drilling new wells. However, there has been limited development of low-cost intervention techniques to restore lost production or to extend the life of existing wells.

To address this relatively untapped area of intervention, new tools and techniques are needed to revitalize older wells in unconventional reservoirs that are more cost effective than traditional intervention techniques.

The economics of a workover are challenged by the uncertainties of successfully removing the existing production tubing and replacing it with a newly designed completion. In response a tool and cleanout technique has been developed that improves the ability of 1.25 in. coiled tubing to clean out the 5.5 in. casing through the 2.375 in. tubing string, thereby eliminating the need to pull and replace the upper completion.

A recent application of this new technique in an unconventional well demonstrated that a modified jetting tool (Reverse Nozzle Bit Sub or RNBS), along with a regimented cleanout schedule, can clean out most of the lateral length and restore lost production at a greatly reduced time and cost compared to jointed pipe workovers. Additionally, using coiled tubing to spot acid along the length of the lateral in a uniform matter can remove scale buildup and clean up perforations for improved performance.

This paper will review the design, testing and field application of the new tool and technique as well as show early results.

Production Profiling in Sour High Rate Gas Producers Using Distributed Temperature Sensing DTS – An Alternative Solution Enabled by Coiled Tubing

Ibnu MAULANA, Bambang PURWANTO, Pebriyanto PEBRIYANTO, Pertamina EP Cepu; Wienarno NURRAKHMADI, SKK Migas; Sanggeetha KALIDAS, Chee Seong TAN, Adnene MHIRI, John Rizal JENIE, Diah Setianti KUSWARDANI, Schlumberger

перфорации на ранних этапах эксплуатации скважин было важным для решения любых потенциальных проблем, связанных с продуктивностью пласта, и имело решающее значение для управления месторождением. Из-за высокого содержания CO_2 и H_2S в пластовых жидкостях (до 34% и 10 000 ppm соответственно) проведение традиционных промыслово-геофизических испытаний было невозможно. Вместо этого для расчета распределения потока по каждому интервалу перфорации совместно использовались распределенное измерение температуры и точечные измерения забойного давления с помощью телеметрии, полученной с ГНКТ с запасованным оптоволоконном. Полученные данные были инвертированы и проанализированы с помощью программного обеспечения для анализа переходных процессов «давление – температура – расход» (PTRA).

На этом месторождении пласт «К» представляет собой карбонатную формацию с чистой мощностью около 1450 футов и средней проницаемостью 46 мД. В каждой скважине ожидался дебит газа до 60 млн стандартных кубических футов в сутки. В таких экстремальных скважинных условиях выбор был сделан в пользу распределенного измерения температур с использованием ГНКТ с оптоволоконном ввиду возможности циркуляции ингибитора в течение всей операции для защиты гибкой трубы и внутрискважинного оборудования. Кроме того, применение этой методологии позволило проводить геофизические испытания при расходах газа до 60 млн стандартных кубических футов в сутки без движения ГНКТ, что было бы невозможно при спуске оборудования на кабеле или на проволоке. В каждой скважине была проведена серия тщательно спланированных фаз останковки и постоянного фонтанирования, во время которых производилась как качественная, так и количественная интерпретация температурных профилей и точечных данных о давлении. В программном комплексе PTRA была построена репрезентативная тепловая модель с использованием данных о свойствах пласта, данных точечных измерений в скважине, а также испытаний на устье. Количественная интерпретация распределенных измерений температуры показала одинаковое поведение во всех шести скважинах с неравномерными дебитами газа вдоль интервалов перфорации. Минимальное влияние, наблюдаемое в верхней части пласта, объясняется низкой проницаемостью, в то время как существенный спад давления в нижней части пласта свидетельствует о более высоком скин-факторе. Эти выводы будут иметь ключевое значение для разработки пласта «К» в будущем.

Применение оснащенной оптоволоконным кабелем ГНКТ для распределенного измерения температур оказалось хорошей альтернативой традиционным производственно-геофизическим испытаниям в высокодебитных газодобывающих скважинах. Это исследование позволило получить критическое представление об эффективности выбранной стратегии заканчивания скважин и новую информацию для минимизации повреждений пласта во время проведения буровых работ в будущем. Оно также позволило выработать новые передовые методы ПГИ с помощью распределенного измерения температур в высокодебитных скважинах, в частности, в плане

As part of the strategic initiative to develop main reserves in Jambaran field in East Java, Indonesia, to supply gas and drive the national economy, six gas producers were completed targeting 300 MMscf/D of total production. The main challenge consisted in efficiently perforating underbalanced a minimum of 800 ft in each well. To this end, coiled tubing (CT) equipped with fiber optic (FO) and deployment under pressure were implemented, rigless; this was a first in the country.

Understanding of zonal contribution in those long intervals early in the life of the wells was key to addressing any potential concerns over reservoir productivity and critical to the field management. Due to the high CO_2 and H_2S contents of formation fluids (up to 34% and 10,000 ppm, respectively), traditional production logging was impossible. Instead, distributed temperature sensing (DTS) and downhole pressure point measurements through FO CT telemetry were jointly used to compute the flow distribution along each perforated interval. The acquired data were inverted and analyzed using a pressure-temperature-transient analysis (PTRA) software.

In this field, reservoir K is a carbonate formation with a net thickness of ~1,450 ft and an average permeability of 46 md. Gas rates up to 60 MMscf/D were expected in each well. In such extreme downhole environment, DTS on FO CT was selected due to the possibility to circulate inhibitor throughout the operation to protect the CT pipe and downhole equipment. In addition, it enabled logging at gas rates as high as 60 MMscf/D without CT movement, which would not have been possible using wireline or slickline conveyance. In each well, a series of carefully planned shut-in and constant flowing phases were performed, during which temperature profiles and point pressure data were interpreted both qualitatively and quantitatively. A representative thermal model was built in the PTRA software utilizing reservoir properties, downhole point measurements, and surface well test data. Quantitative DTS interpretation indicated the same behavior in all six wells, with an uneven gas production along the perforated intervals. The minimal contributions observed from the upper section of the formation were attributed to low permeability whereas the high pressure drop observed across the bottom section was found indicative of a higher skin. Those findings will be key to future field developments in reservoir K.

The use of CT equipped with FO for DTS



**УСТАНОВКИ
ДВУНАСОСНЫЕ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНО-
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**



20 лет опыта
проектирования
и производства



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



изготовление по
индивидуальному
техническому
заданию

Геомодель



Реклама

2023 Санкт-Петербург



10-я международная конференция
Геонауки: время перемен, время перспектив

Круглые столы

- Изучение и вовлечение в разработку коллекторов континентального генезиса - палеорусла по данным керна, скважин и сейсморазведки
- Состояние рынка обработки сейсмических данных в России и перспективы!
- Геотермальная энергетика в России: перспективы развития

Курсы лекций

- Нефть, газ, водород и межтопливная конкуренция в эпоху энергетического перехода

17-20 апреля 2023 г. | Санкт-Петербург, Россия

Генеральный спонсор



www.geomodel.ru

Будьте в курсе
наших новостей



рекомендуемых условий депрессии с целью получения более точных показаний.

Применение интеллектуальной системы ГНКТ для восстановления добычи из двуствольной скважины после 12 лет простоя

Педро Даниэль КОРРЕА, Сара ЖИЕНАЛИЕВА, Жанибек НАДИРОВ, Baker Hughes

Целью статьи является описание успешной операции по извлечению с помощью интеллектуальной ГНКТ с системой телеметрии отклоняющего инструмента (16 847 футов), застрявшего в многоствольной скважине в наклонном участке главного ствола. Предыдущие попытки извлечь отклоняющий инструмент с помощью проволоки были безуспешными.

Компоновка заканчивания включала в себя ниппель в зоне горизонтального перехода, который обеспечивал селективный вход в боковой ствол скважины. В рамках первой СПО планировалось спустить шламоуловитель с трубкой Вентури для подготовки скважины путем очистки верхней части отклоняющего инструмента. Во время первой попытки освобождения отклоняющего инструмента было обнаружено, что секция от надувного цементировочного пакера-ретенера (ITTCR) была оставлена в верхней части отклоняющего инструмента во время водоизоляционной операции, которая выполнялась ранее в боковом субгоризонтальном стволе. Таким образом, была осуществлена дополнительная СПО для извлечения секции пакера-ретенера, а затем основная СПО для извлечения отклоняющего инструмента с использованием интегрированного датчика TeleCoil диаметром 2 7/8 дюйма, включая блок датчиков растяжения – сжатия – скручивания (ТСТ), который в режиме реального времени передавал осевые усилия, приложенные с поверхности через ГНКТ.

Впервые в ловильных операциях была задействована подсистема датчиков растяжения – сжатия – скручивания диаметром 2 7/8 дюйма, призванная повысить качество выполнения работ и принести дополнительную пользу заказчику. Применение ГНКТ с подсистемой датчиков растяжения – сжатия – скручивания позволило извлечь аварийный отклоняющий инструмент, который находился в скважине в течение 12 лет. Во время обеих СПО, несмотря на все трудности, такие как незначительный вес аварийного инструмента, отклонение скважины от вертикали и эффект плавучести, датчики обнаружили присутствие инструмента в виде дополнительного веса при натяжении ГНКТ во время извлечения из скважины. Скважинные нагрузки, передаваемые трубой, подтвердили, что ГНКТ была подвержена более сильному смятию в скважине по сравнению с прогнозируемыми значениями, полученными в ходе моделирования.

Кроме того, при извлечении аварийного инструмента из скважины конфигурация заканчивания потребовала корректировки параметров подъема для беспрепятственного прохождения всех ограничений; данная корректировка осуществлялась на основании показаний локатора муфт и датчиков растяжения – сжатия – скручивания, получаемых в режиме реального

proved a reliable alternative to production logging in high-rate gas producers. This study provided critical insights on the completion strategy performance and new considerations to minimize formation damage during future drilling campaigns. It also enabled establishing new best practices for DTS production logging in high-rate producers, in particular with respect to recommended drawdown conditions to obtain reliable readings.

Using Intelligent Coiled Tubing for Revival of a Double Leg Well After 12 Years of Obstruction

Pedro Daniel CORREA, Sara ZHIYENALIYEVA, Zhanibek NADIROV, Baker Hughes

The objective of the paper is to describe successful fishing operation with Intelligent CT Telemetry System of diverter tool (16,847 ft) that has been stuck in the multi-branch well in the slanted main bore section. Previous attempts to recover the diverter with slickline (SL) were unsuccessful.

The completion included a Lateral Entry Nipple at the lateral junction that enabled selective entry. The first run was planned with Venturi Junk Basket (VJB) to condition the well by cleaning top of the diverter tool. During first attempt to release diverter tool, it was discovered that a section from the Inflatable Thu-Tubing Cement Retainer (ITTCR) was left at the top of the diverter tool during water-shut-off (WSO) operations performed previously in the lateral sub horizontal bore. Thereby, additional run to recover ITTCR section and afterwards the main run of diverter retrieval was completed with the use of a TeleCoil 2-7/8" Integrated Sensor, including a Tension-Compression-Torque (TCT) sensor subassembly that transmitted real-time axial forces applied from the surface through coiled tubing pipe.

For the first time a 2-7/8" TCT subassembly was engaged in fishing operations to improve job execution and bring additional value to customer. The novelty of using CTT system with TCT subassembly helped to recover the diverter tool which was stuck in the well for 12 years. During both runs, against all challenges such as negligible fish weights, well deviation and buoyancy effect, the TCT sensor had detected presence of fish as additional gained weight in tension during coiled tubing (CT) pulling out of hole (POOH). The downhole loads transmitted by the pipe have confirmed that coiled

времени. Проведенная операция стала еще одним примером альтернативного варианта эффективных ловильных работ в сложных скважинных условиях.

Применение датчиков растяжения – сжатия – скручивания в ходе ловильных работ позволяет получать критически важные параметры скважины в режиме реального времени, что предопределяет успешность извлечения аварийного инструмента из ствола скважины. Успешная регистрация блоком датчиков колебаний веса при спуске колонны, а также натяжения при зацепе и высвобождении аварийного инструмента открывает возможности для более активного использования данного решения в ближайшем будущем.

Извлечение механического эксплуатационного пакера с помощью ГНКТ на скважине под давлением

Мартин Мауро НЕБИОЛО, Сантьяго Анибал КАСТРО, Proshale

В конце 2019 года к нам обратилась международная компания-оператор в Аргентине с просьбой оказать техническую поддержку в проведении сложной ловильной операции на недавно пробуренной скважине в нетрадиционном сланцевом коллекторе на месторождении Вака Муэрта. Целью работ было извлечение скважинного устройства, используемого для изоляции кольцевого пространства до эксплуатационной НКТ. Аварийным устройством, подлежащим извлечению, был съемный эксплуатационный пакер с подтвержденной утечкой флюида. Пакер был установлен с целью изоляции 52 стадий ГРП после разбуривания пробок с помощью ГНКТ и отработки скважины.

Нижняя часть заканчивания скважины была установлена в эксплуатационной обсадной колонне диаметром 5 1/2 дюйма и состояла из следующих элементов: механический пакер с соединительным устройством, двухфутовый переводник диаметром 2 3/8 дюйма, RN-ниппель диаметром 1,81 дюйма и срезная пробка. Планировалось, что нижняя компоновка заканчивания будет установлена на глубине 9500 футов с отклонением 30 градусов в соответствии с проектом заканчивания.

В целом при обнаружении утечки на эксплуатационных пакерах довольно распространенной практикой в отрасли является спуск и установка второго пакера поверх первого для обеспечения надлежащей изоляции ствола скважины по давлению, что позволяет экономить время и усилия, так как мы избегаем сложных маневров, связанных с извлечением поврежденного пакера.

В рассматриваемой нами ситуации такое решение было неприемлемо по двум основным причинам:

- имелось 7 интервалов ГРП, которые не были должным образом промыты из-за деформации обсадной колонны, которая была обнаружена на этапе осуществления промывки с ГНКТ, поэтому оператор хотел иметь альтернативу, чтобы была возможность безопасно извлечь эксплуатационную колонну и пакер для получения полного доступа к стволу скважины без каких-либо ограничений на случай, если потребуется дополнительная промывка на основании показателей добычи;

tubing was more severely buckled in the well in comparison with simulation predicted values.

Furthermore, while POOH with the latched diverter tool, due to wellbore completion configuration, pull up parameters were adjusted to pass gently through restrictions based on real-time casing collar locator (CCL) & TCT downhole readings. It was another proven case history of an effective alternative option of prong & plug retrieval in challenging well conditions.

Integration of TCT sensor in fishing operations provides critical real-time downhole parameters for successful retrieval of the fish from the wellbore. Fluctuations of downhole slack off weights and additional tension of TCT tool as indication of fish release and further latch, opens the doors for other options of TCT tool utilization in coming future.

Mechanical Production Packer Recovery with Coil Tubing on Live Well

Martin Mauro NEBIOLO, Santiago Anibal CASTRO, Proshale

At the end of 2019, we were challenged by an international Operator company in Argentina to provide technical support for a complex fishing operation on a recently fracked well in Vaca Muerta unconventional shale reservoir. The well intervention objective was to recover a downhole device used to isolate the annulus to the production conduit on the well, named production retrievable packer (PKR), with a confirmed fluid leak through it, that PKR was set with the objective to isolate 52 frac stages after a coil tubing plugs mill out intervention and well flow back.

The lower completion was set on 5 1/2in Production Casing and it was composed of the following items: mechanical Packer with stinger on-off pin connection device, 2 3/8 inch pup joint × 2 ft length, 1.81 RN nipple and pump out shear out plug. The lower completion array was configured to be set on a wireline at 9,500 ft MD @30-degree deviation as per completion design.

In general, when a leak is detected on production packers, it is a fairly common industry practice to run and set a second PKR on top of the first one (bridge PKR) to get proper wellbore pressure isolation and at the same time to save time and efforts by avoiding complex maneuvers to recover the failed PKR. In this case, that general

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.





**X МЕЖДУНАРОДНАЯ (XVIII ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»
состоится 29 июня 2023 года в очном (РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва, проспект Ленинский, д. 65, к. 1, ауд. 444)
и дистанционном (видеоконференция) форматах**

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и компаний, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов, бактерицидов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.



КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

1. Аксенова Светлана Валерьевна
+8 (499) 507-84-68, svetaksenova2014@yandex.ru
2. Соколова Влада Владимировна
+8 (499) 507-84-69, vladusha127@mail.ru

- специалисты по заканчиванию компании-оператора решили извлечь проблемный пакер и провести всесторонний анализ причины проблемы, так как данную модель пакера планировалось использовать и в других скважинах.

После того как утечка была подтверждена испытанием на герметичность под отрицательным давлением, была установлена извлекаемая мостовая пробка, чтобы закрыть скважину и позволить оператору заменить оборудование на устье согласно плану, а затем продолжить операции по разбуриванию на других скважинах данного участка.

Секция 9. РАЗВИТИЕ АНАЛИТИКИ ДАННЫХ И ПРОВЕДЕНИЕ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ В УСЛОВИЯХ ЭКОНОМИИ ФИНАНСОВЫХ СРЕДСТВ

Анализ данных, полученных при проведении ремонта скважин с использованием гидравлических установок и операций на ГНКТ

Патрик А КЕЛЛЕХЕР, Кеннет Р НЬЮМАН, Athena Engineering Services

В этой работе освещается эволюция системы сбора и аналитики данных для проведения внутрискважинных работ и заканчивания скважин. Основное внимание уделяется системам доставки внутрискважинного оборудования, таким как ГНКТ и гидравлические установки для КРС/заканчивания скважин, а также автомобильным насосным установкам, блендерам для смешения химреагентов и оборудованию для отработки и стимулирования скважин. Среди рассматриваемых тем – каким образом массивы данных помогают оптимизировать внутрискважинные операции, повышают информированность о происходящих процессах в режиме реального времени и позволяют уменьшить неопределенность при проведении работ.

Оптимизация операций по разбуриванию благодаря использованию данных об усилиях, действующих на трубу, в режиме реального времени

Люк Рэй КУЛМАН, K LX Energy Services; Трэвис Гидеон ТОМАС, Джон Карлтон ПУРСЕЛЛ, Ноа Андерсон БАК, Кайла Рене ШЕРЕР, NOV Inc.

Этот доклад посвящен вопросам мониторинга действующих на трубу усилий в режиме реального времени, что позволяет обеспечивать бесперебойность внутрискважинных операций, снижая количество отказов (таких как прихваты или обрыв трубы), сокращая непроизводительное время и повышая эффективность разбуривания (часы/пробки).

Использование интерактивных моделей анализа усилий с наложением данных в режиме реального времени дает операторам установок ГНКТ всю информацию, необходимую для снижения количества случаев прихвата трубы, повышения эффективности бурения и снижения количества механических повреждений (как на поверхности, так и в скважине). Ключевым

solution wasn't an option because two main reasons:

- There were 7 frac stages not properly cleaned up on coiled tubing because of casing deformation issues detected during the coil tubing clean out phase, therefore the operator wanted to keep an alternative to be able to safely retrieve production TBG string & PKR to get full wellbore access without restrictions, in case an additional well cleanout job was required based on production performance evaluation.
- The operator's completion engineering department decided to retrieve the first well barrier and conduct an extensive failure analysis, as this PKR model was the selected one for many other similar interventions.

Once the leak was confirmed by negative pressure leak test, a retrievable bridge plug was set to secure the well and allow the operator for wellhead change out as planned and move on with mill out interventions on the other inline wells from the pad.

Session 9. EMERGENCE OF DATA SCIENCE AND THE VALUE OF INTERVENTIONS DURING INCREASED CAPITAL DISCIPLINE

Analyzing Data from Hydraulic Workover and Coiled Tubing Services

Patrick A KELLEHER, Kenneth R NEWMAN, Athena Engineering Services

This paper highlights the evolution of data collection and analytics for the well intervention and completions industry. Systems discussed include tubing conveyance systems such as coiled tubing (CT) units and hydraulic workover (HWO)/completion rigs along with the typical accompaniment of pump trucks, chemical mixing plants, and flowback systems. The topics covered will include examples of how these datasets and analyses can help optimize operational procedures, improve real-time awareness, and reduce uncertainty in operations.

Optimizing Drillouts Using Live TFA

Luke Ray KUHLMAN, K LX Energy Services; Travis Gideon THOMAS, John Carlton PURSELL, Noah Anderson BUCK, Kayla Renee SCHERER, NOV Inc.

фактором повышения эффективности является получение согласованных данных, которые можно анализировать с учетом действующих на гибкую трубу усилий. Сложность заключается в том, что проанализированные данные могут использоваться и влиять на будущие операции только в том случае, если инженерный контроль осуществляется на площадке. Благодаря синхронному использованию интерактивных данных о воздействующих на ГНКТ усилиях и рабочих характеристиках в режиме реального времени пользователи могут положительно влиять на текущие и будущие внутрискважинные операции, принимая решения, основанные на фактических данных, а не на прогнозных и плановых параметрах процесса.

Благодаря использованию облачного приложения в сочетании с программным обеспечением, которое позволяет собирать и хранить данные о внутрискважинных условиях и рабочих характеристиках, работающий на месторождении специалист может в режиме реального времени выявить расхождение текущих параметров с проектными, полученными в результате моделирования. Такое расхождение служит основным индикатором потенциальных проблем и отказов. Приложение позволяет оперативно вносить коррективы в процессе выполнения операции (например, остановка и циркуляция) с целью снижения операционного риска в случаях прихвата трубы. В одном случае приложение предупредило о риске при спуске в скважину, что позволило сервисной компании и компании по разведке и добыче избежать более 48 часов непроизводительного времени.

Наличие подключенного к облачному хранилищу программного обеспечения с предварительно определенными уведомлениями и предупреждениями предоставляет полевому, управленческому и инженерному персоналу доступ к одним и тем же данным в режиме реального времени, позволяя принимать быстрые и всесторонние решения до возникновения потенциальных отказов. Без такой возможности только анализ информации после выполнения операции выявил бы расхождение фактических данных с прогнозными. Поступление операционных данных в приложение в режиме реального времени позволяет предотвратить прихват ГНКТ при изменении скважинных условий. Персонал не смог бы своевременно среагировать, если бы оператор ГНКТ полагался исключительно на заранее определенную информацию об объеме и плане работ.

Данная работа основана на подготовленной ранее документации, в которой вручную осуществлялось наложение информации о воздействующих на трубу усилиях и полученных в режиме реального времени данных, что позволяло значительно снизить риск в сфере разведки и добычи. Представленное усовершенствование технологии предполагает объединение важной информации для получения целостной картины проводимой внутрискважинной операции, что позволяет предотвращать возникновение проблем и аварийных ситуаций, а не анализировать их постфактум.

Выведение и количественная оценка неопределенности по параметрам трения при

This paper examines how real-time force monitoring keeps operations on path by decreasing operational failures (such as stuck or parted pipe), reducing non-productive time (NPT), and increasing drillout efficiency (hour/plug).

Utilizing interactive tubing force analysis (TFA) models with real-time data overlays provides coiled tubing operators with the data needed to reduce stuck pipe events, increase drillout efficiencies, and decrease mechanical failures (both on the surface and downhole). The key to optimizing efficiencies is maintaining consistent data that can be analyzed with the TFA. One current challenge is that analyzed data can only affect future operations if engineering controls are executed in the field. By using the interactive TFA and real-time operational data synchronously, users can positively impact their current and future operations by using data-driven decisions instead of predetermined processes.

By implementing a cloud-based application in conjunction with software that acquires and stores field data, one field-based end user recognized real-time divergence from the modeled parameters. This is a key indicator of potential failures. The application allows for on-the-fly procedural corrections (such as stop and circulate) to alleviate operational risk for stuck pipe instances. In one case, the application indicated forewarned risk while running in hole that would have saved the service company and Exploration and Production (E&P) company more than 48 hours in NPT.

Having cloud-connected software with pre-defined warnings provides the field, management, and engineering staff with real-time access to the same data, allowing quick and inclusive decisions to be made prior to potential failures. Without this implementation, only post-job analysis would have revealed the divergence of the field data from the predictive data. The live feed of operational data provided by the application prevented stuck pipe scenarios when well conditions changed. Personnel could not have made this prediction if the coiled tubing (CT) operator was relying solely on the pre-defined job scope and pre-job planning procedures.

This paper expands on previous documentation where the TFA and real-time data were manually overlaid to significantly reduce an E&P's risk. This novel refinement of technology coalesces essential information to create a holistic view of operations thereby preventing issues rather than analyzing them after the fact.

проведении операций с ГНКТ в режиме реального времени

Тяньсян СУ, Schlumberger-Doll Research

В течение многих лет моделирование воздействующих на ГНКТ усилий применялось для прогнозирования продвижения колтюбинга в стволе скважины, снижения риска при проведении внутрискважинных работ и оценки срока службы гибкой трубы. Некоторые исходные параметры, например, коэффициент трения, трение на превенторе и вязкость жидкости, трудно получить до начала проведения операции. Обычно они определяются позже во время операции или после ее завершения. В данной работе представлен метод итеративного определения этих параметров в режиме реального времени во время проведения внутрискважинной операции. Метод предполагает использование сигма-точечного фильтра Калмана. Модель оценки действующих на трубу усилий позволяет предсказать нагрузку на ГНКТ на поверхности на основе исходных параметров. Сигма-точечный фильтр Калмана решает «обратную задачу» – он «наблюдает» и анализирует зашумленные данные о нагрузке на поверхности и выводит неизвестные параметры вероятностным способом. В отличие от методов оптимизации на основе подбора, сигма-точечный фильтр Калмана является итерационным методом и производит постепенное обновление параметров по итогам каждого измерения. Более того, основываясь на вероятностных теориях, сигма-точечный фильтр Калмана точно вычисляет границы неопределенности выведенных параметров. Мы внедрили систему сигма-точечного фильтра Калмана в программу Simulink. Для проверки модели сначала был создан массив синтетических данных с четко определенным истинным трением и траекторией скважины. Эта воображаемая скважина имела вертикальный участок 2 км (6562 фута), начиная с устья, затем 2-километровый наклонный участок с постоянным увеличением угла отхода от вертикали и переходом в горизонтальный участок также протяженностью 2 км. Было выработано аналитическое решение для оценки нагрузки на поверхности для этой конкретной скважины, в которое был добавлен гауссовский шум, чтобы имитировать шум измерений. Зашумленные синтетические данные были загружены в настроенную под нужды клиента систему сигма-точечного фильтра Калмана с неправильным начальным допущением о показателях трения. Система сигма-точечного фильтра Калмана постепенно и правильно скорректировала трение до истинного значения трения в течение нескольких сотен итераций при частоте 0,1 Гц. В реальных операциях при внезапном изменении условий можно ожидать, что система сигма-точечного фильтра Калмана предпримет аналогичные шаги для адаптации к изменениям. Затем фактические данные из предыдущей операции были итеративно воспроизведены в системе сигма-точечного фильтра Калмана. Для этого массива данных не существовало истинного значения трения. Но с учетом значения трения, выводимого в режиме реального времени, модель обеспечивала лучший прогноз нагрузки на ГНКТ на поверхности по сравнению с устаревшей моделью без выведения данного параметра. Насколько

Real-Time Inference and Uncertainty Quantification of Friction for Coiled Tubing Operations

Tianxiang SU, Schlumberger-Doll Research

For many years, tubing force models (TFMs) have been used to predict coiled tubing (CT) reach in the wellbore, de-risk interventions, and track CT pipe life. Several input parameters, for example, the friction coefficient, the stripper friction, and the fluid viscosity, are difficult to obtain before an operation. They are typically fitted later during the operation or once the operation is completed. A method is presented here to infer those parameters iteratively in real time during the job. The method is based on the unscented Kalman filter (UKF). A TFM predicts the surface weight from input parameters. The UKF solves the "inverse problem" by observing the noisy surface weight measurement and infers the unknown parameters in a probabilistic way. Unlike the fitting-based optimization methods, UKF is an iterative method and makes an incremental update to the parameters from each measurement. Moreover, based on probabilistic theories, the UKF computes rigorously the uncertainty bounds of the inferred parameters. We implemented a UKF framework in Simulink. To test the model, a synthetic dataset with well-defined ground truth friction and well trajectory was first created. This synthetic well had a vertical section of 2 km (6,562 ft) below the surface, followed by a 2-km deviated section of constant dogleg severity where the well changes from vertical to horizontal, followed by a last horizontal section of 2 km. An analytic solution for the surface weight was derived for this specific well, and Gaussian noise was added to the solution to mimic the measurement noise. The noisy synthetic data were fed into the customized UKF framework with a wrong initial guess of the friction. The UKF framework incrementally and correctly adjusted the friction to the ground truth friction value in a few hundred iterations at 0.1 Hz. In real operations, if there is a sudden condition change, one expects the UKF to take similar steps to adapt to the change. Next, actual data from a previous job were replayed iteratively into the UKF framework. No ground-truth friction value existed for that dataset. But with the real-time inferred friction, the model was observed to provide a much better surface weight prediction compared to a legacy

известно автору, это первый случай, когда сигматочечный фильтр Калмана использовался для получения параметров для операций с ГНКТ. Представленное решение имеет явные преимущества по сравнению с традиционным методом, основанным на принципе подбора, поскольку 1) оно может легко осуществлять многопараметрическое выведение значений; 2) оно подходит для количественной оценки неопределенности выведенного значения параметра; 3) фильтр может включать любую предварительную информацию о параметрах; 4) метод может применяться итеративно, непрерывно и автоматически.

Оптимизация операций по разбурированию пробок с использованием установки КРС благодаря сбору и анализу данных

Кристофер Лейн НЕЙС, Axis Energy Services; Джо Хьюберт МИЛЛЕР, Эшли Мария МЕРСЕР, Chesapeake Energy

Работы по разбурированию пробок на установках КРС могут быть одними из самых дорогостоящих и важных операций на протяжении жизненного цикла скважины. Благодаря сбору более широкого массива данных по конкретным операциям операторы и сервисные компании могут повысить эффективность работы, улучшая как экономические показатели, так и предсказуемость конкретной операции. В области освоения скважин с использованием установок КРС это позволяет проводить более глубокий анализ, притом что ранее в данной сфере всегда ощущалась нехватка информации и данных. Получение и анализ данных открыли возможности для дальнейшего повышения эффективности проводимых операций, а также более согласованного и предсказуемого выполнения работ.

В этой статье будут рассмотрены три примера, показывающих важность аналитики данных, полученных в режиме реального времени. К ним относятся: 1) установление базовых значений ключевых показателей эффективности (KPI); 2) разработка передовой практики операций по фрезерованию пробок ГРП; 3) оптимальный выбор пробок.

Анализ и внедрение решений, основанных на данных, уже привели к значительным улучшениям в области применения установок КРС для освоения скважин. Используя эти методы для установления целевых показателей работы персонала буровой установки, несколько операторов отметили улучшения в части перехода от скважины к скважине, времени мобилизации и подключения оборудования, а также общей производительности при фрезеровании пробок. Данные по нескольким методам фрезерования показывают, что для достижения наивысшей производительности требуется сочетание более высокой средней нагрузки на долото, диаметр долота, максимально приближенный к проходному диаметру, а также использование инструментов, позволяющих максимизировать скорость прокачки. Параметры фрезерования, зарегистрированные по итогам работ на более чем 25 000 пробок, подтверждают оптимальные варианты выбора пробок в каждом бассейне для целей их

model without parameter inference. To the knowledge of the author, this is the first time UKF is reported to perform parameter inference for CT operations. It provides clear advantages compared to the legacy fitting-based method because (1) it can easily handle multiparameter inference; (2) it is straightforward to quantify the uncertainty of the inference; (3) the filter can incorporate any prior knowledge about the parameters; and (4) the method can be applied iteratively, continuously, and automatically.

Optimizing Workover Rig Drillout Operations Through Data Acquisition and Analytics

Christopher Lane NACE, Axis Energy Services; Joe Hubert MILLER, Ashley Maria MERCER, Chesapeake Energy

Workover rig drillout operations can be some of the most costly and important activities in the life cycle of a well. Through the expanded collection of operation-specific data, operators and service companies alike can increase operational efficiency, improving both cost and predictability of a given operation. Within the workover rig completion space, this has allowed for more in-depth analysis to be conducted in a previously data-scarce part of the industry. Acquisition and analysis of this data has opened the door for further operational efficiency improvements as well as more consistent and predictable execution.

This paper will focus on three examples that examine the value extracted from analytics conducted on data that has been captured in real time. These include:

- 1) Establishing baselines for key performance indicators (KPIs),
- 2) Developing best practices for frac plug milling operations, and
- 3) Optimal plug selection.

Analysis and implementation of these data-driven solutions have already resulted in significant improvements in the workover rig completion space. Using these techniques to set performance targets for rig personnel, several operators have seen improvements in well-to-well transitions, mobilization and connection times, as well as overall plug milling performance. Data behind several milling practices shows that top performances require the combination of higher average weight on bit, a bit as close to drift ID as possible, and the use of tools that allow pump rate to be maximized. Milling performance recorded

разбуривания.

Сбор и анализ данных по всей отрасли продолжает открывать новые возможности для количественной оценки и реализации стратегий, которые позволяют добиться улучшений по всем направлениям проводимых операций. Внедрение аналитики данных в операции со свинчиваемыми трубами позволило проводить комплексный сравнительный анализ таких операций и повысить качество и эффективность работ по разбуриванию пробок с использованием установок КРС.

Проведение стимуляций на ГНКТ с хирургической точностью позволило добиться революционных результатов в плане эффективности и результативности мероприятий по заводнению

Сантьяго ХАССИГ, Пьер РАМОНДЕНК, Адольфо САНДОВАЛ, Кейб ВРИЛАНД, Вэй ЧЖОУ, Ромми СЕВАЛЬОС, Кристина ВИЛЬЯКРЕС, Дэвид ФЛОР, Диего КИНАТОА, Сантьяго ЙЕПЕС, Анналин АЗАНКОТ, Йеннифер ЛОПЕС, Росарио ФРАГА, Кристиан ДЖИОЛ, Хосе Луис ФРЕЙРЕ, Schlumberger

В Эквадоре был внедрен инновационный расходомер для ГНКТ, осуществляющий передачу данных в режиме реального времени, что позволило изменить схему рабочего процесса стимулирования водонагнетательных скважин, который состоял из этапа оценки и непосредственной стимуляции. Эта новая технология позволила наладить комплексный рабочий процесс с одной СПО: начальные измерения приемистости, диагностика, стимулирование, постстимуляционные измерения приемистости и окончательная диагностика. Этот новый метод, не предполагающий использования установок КРС, способствовал сокращению площади, занимаемой оборудованием, времени проведения работы и затрат, а также повышению производительности по сравнению с традиционным подходом, несмотря на ужесточение финансовой дисциплины.

Обычно операторы используют установку КРС и множество видов внутрискважинного оборудования для проведения диагностики, стимуляции и последующей оценки результата в нагнетательных скважинах. Однако использование расходомера для ГНКТ с передачей данных в режиме реального времени позволило решить ряд существовавших ранее проблем и неэффективных подходов. Каждая операция с использованием инновационного расходомера предполагала проведение одной СПО с ГНКТ без использования установки КРС, что позволяет экономить финансовые ресурсы и время. Специально разработанные методы отклонения заменили необходимость использования бурильных труб для установки механических пакеров. Результаты предстимуляционных испытаний на приемистость, проведенных с помощью инновационного инструмента, в сочетании с контролем глубины в режиме реального времени и струйной обработкой под высоким давлением позволили повысить точность и эффективность стимуляций. В конечном счете проведенные после стимуляции испытания на приемистость подтвердили эффективность обработки и окончательные условия на забое.

on a sample size of over 25,000 plugs provides confirmation of optimal plug selection options in each basin for drillout purposes.

The collection and analysis of data across the industry continues to present opportunities to quantify and implement strategies that have resulted in improvements across the board. Incorporating analytics to stick pipe operations has resulted in comprehensive benchmarking of operations and improved execution of workover rig drillouts.

Surgical Coiled Tubing Stimulations Revolutionize the Effectiveness and Efficiency of Waterflooding Interventions

Santiago HASSIG, Pierre RAMONDENC, Adolfo Sandoval, Cabe VREELAND, Wei ZHOU, Rommy CEVALLOS, Cristina VILLACRES, David FLOR, Diego QUINATOА, Santiago YEPEZ, Annalyn AZANCOT, Yennifer LOPEZ, Rosario FRAGA, Cristian GIOL, Jose Luis FREIRE, Schlumberger

An innovative coiled tubing (CT) real-time flow measurement tool was introduced in Ecuador to reformulate the stimulation workflow in water injectors, which comprised evaluation and treatment. This new technology enabled an integrated, single-run workflow instead: initial injectivity measurements, diagnostics, treatment, post-stimulation injectivity measurements, and final diagnostics. This novel, rigless approach reduced equipment footprint, operational time, and cost, and it improved production as compared to the conventional approach, despite accrued capital discipline constraints.

Conventionally, operators rely on workover rigs and multiple product lines to diagnose, stimulate, and evaluate injector wells. Several challenges and inefficiencies were addressed by deploying the CT real-time flow measurement tool. Each intervention was designed to be completed with a single CT run, and without the need for a workover rig, thus saving costs and time. Tailored diversion methods substituted the need for drillpipe to set mechanical packers. Prestimulation injection logging test (ILT) results obtained with that innovative tool, coupled with real-time control of depth and high-pressure jetting during execution, enabled effective placement of the stimulation treatment. Ultimately, post-treatment ILTs confirmed treatment effectiveness and

Внедрение инновационного расходомера для ГНКТ с передачей данных в режиме реального времени позволяет достигать поставленных целей за одну СПО без необходимости проведения дополнительных работ как с установкой КРС на площадке, так и без нее. При наличии установок КРС новый метод проведения работ позволял в среднем экономить 15% операционного времени. В случае отсутствия установки КРС экономия составила 105 часов рабочего времени установки (без учета времени на ее мобилизацию)

В работе представлено четыре практических примера. Первые два примера демонстрируют, каким образом получение данных каротажа и параметров приемистости в ходе выполнения операции помогает оптимизировать размещение жидкости и внедрить методы отклонения. В третьем примере описывается сценарий изначально низкой приемистости и указаны сложности и извлеченные уроки при восстановлении приемистости скважины. В четвертом примере представлены трудности, связанные с применением расходомера в условиях работы с тяжелой нефтью. В каждом из примеров эффективность и степень оптимизации обработки оценивалась с помощью двух показателей: улучшение чистой приемистости и равномерность профиля нагнетания, которые определяют эффективность вторичного восстановления в связанных добывающих скважинах. В среднем скважины, на которых проводились работы с использованием нового подхода, показали улучшение приемистости на 301% (по сравнению с 226% при использовании обычных методов) и однородности профиля нагнетания на 13%. В результате продуктивность в связанных скважинах повысилась на целых 74%, а в среднем на 39% (по сравнению с 14% при применении обычных методов).

Данный инновационный подход является новым словом в области работ по заводнению по сравнению с традиционными методами. Он объединяет в себе возможности проведения обработок на ГНКТ и все преимущества получения данных с расходомера в режиме реального времени, что полностью меняет старую парадигму стимулирования и восстановления нагнетательных скважин, которая предполагала применение нескольких методов доставки и осуществление нескольких СПО. Это позволяет проводить более бережливые с точки зрения логистики операции, которые требуют меньших затрат, и обеспечивает своего рода прорыв в области вторичного восстановления скважин благодаря наличию большего массива данных при проведении работ в условиях дефицита бюджета не только в Эквадоре, но и по всему миру.

Разбуривание аварийного клапана-отсекателя с помощью электрического кабеля

Ахмад Сиафик Мохд НУР, Welltec; Сити Айснях Абдул ГАНИ, Пурит ПАНИЧАКУЛ, Аульфех АЗМАН, Фарайна Аванг АТИМ, Petronas Carigali Sdn.Bhd.

Длительные внутрискважинные ограничения потенциально могут создавать неблагоприятные последствия для операторов: затруднять или останавливать добычу, а также делать затруднительными

final wellbore downhole conditions.

Introduction of the CT real-time downhole flow measurement tool allowed operational objectives to be met in a single run, without additional interventions, with or without a workover rig on site. When workover rigs were present, this improved workflow saved an average of 15% operational time. In cases without a workover rig, 105 hours of rig time were saved (without considering rig mobilization time).

Four case studies are presented. The first two cases demonstrate how acquisition of ILTs throughout the intervention enabled optimization of fluid placement and introduction of diverter methods. The third case covers a scenario where there was an initially low injectivity and highlights the challenges and lessons associated with recovering injectivity. The fourth case presents challenges unique to flowmeter measurements in heavy-oil environments. In each case, effectiveness of the optimized treatment was measured by two metrics: improvements in net injectivity and uniformity of injection profile, both of which drive the effectiveness of secondary recovery in connected producer wells. On average, wells intervened with this approach featured an improvement in injectivity of 301% (compare to 226% conventionally) and in their injection profile homogeneity by 13%. As a result, the productivity in connected wells improved by as much as 74%, and an average of 39% (compared to 14% conventionally).

This innovative workflow is a step-change over conventional approaches to rejuvenate waterflooding. It combines the capabilities of delivering treatments via CT and the power of real-time downhole flow measurements to break the paradigm of multi-line, multi-run operations to remediate and stimulate injector wells. This yields logistically leaner operations, which are less costly, and it enables breakthroughs in secondary recovery through data-enriched interventions in times of budget pressure, not only in Ecuador, but also across the globe.

Wireline Retrievable Safety Valve E-Line Milling

Ahmad Syafiq Mohd NOOR, Welltec; Siti Aisyah Abdul GHANI, Purit PANICHAKUL, Aulfah AZMAN, Farayana Awang ATIM, Petronas Carigali Sdn.Bhd.

Long-term downhole restrictions could

или невозможными любые дальнейшие внутрискважинные операции. На одной из скважин, пробуренных на шельфе на восточном побережье Малайзии, возникла проблема с заклинившим клапаном-отсекателем, извлекаемом на геофизическом кабеле. При этом после нескольких безуспешных попыток извлечения его замковое устройство оказалось в частично открытом положении. В итоге попытки извлечь клапан были прекращены и он был оставлен в скважине без ловильной шейки почти на 25 лет.

В июле 2019 года были предприняты первые попытки по восстановлению доступа к этой скважине с целью проведения перфорации и получения дебита. Для извлечения аварийного клапана-отсекателя было решено использовать фрезерный инструмент, спускаемый на электрическом кабеле с помощью трактора и оборудованный оптимизированным под нужды заказчика фрезерным долотом. Основная цель операции заключалась в разблокировке замкового устройства, которое удерживало клапан на месте, при этом минимизировать любое негативное воздействие фрезерования на скважинное оборудование, поскольку планировалось повторно использовать ниппель для установки нового клапана-отсекателя. Следовательно, сохранение компоновки в работоспособном состоянии имело решающее значение.

Этот метод фрезерования со спуском оборудования на электрическом кабеле доказал свою эффективность, поскольку позволил провести операцию с минимальными затратами, задействовав незначительное количество персонала, и в оптимальные сроки.

В представленной статье описывается процесс подготовки операции и ее последующего выполнения.

Секция 10. ЭЛЕКТРОННЫЕ СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ V – ОБМЕН ЗНАНИЯМИ

Цифровое программное обеспечение для опресновки позволяет повысить безопасность и эффективность при проведении внутрискважинных работ

Рэйчел КОУЛ, Алексис ЭРНАНДЕС, Брайан СПЕНСЕР, Рик КАЛЛИ, Алисса ФРАНКЛИН, IPT

Для проведения внутрискважинных работ требуются достоверные данные о давлении, а также контроль в режиме реального времени одновременно нескольких участков кольцевого пространства для подтверждения наличия надлежащей реакции по давлению при приведении в действие клапанов и иных компонентов. Действующий в настоящее время в отрасли стандарт предполагает использование традиционных методов мониторинга, которые заключаются в считывании показаний цифровых кварцевых манометров и дальнейшую их запись вручную с определенным шагом для последующей интерпретации. В данной работе представлен конкретный пример, когда оператор снизил вероятность человеческой ошибки, повысил надежность и безопасность проведения внутрискважинных работ благодаря использованию цифрового решения.

Персонал использовал программное обеспечение

potentially create unfavorable impacts for operators: impeding or preventing production and any further interventions. A well in offshore East Malaysia had encountered a stuck Wireline Retrievable Safety Valve (WRSV) issue, with its lock-mandrel partially parted after several unsuccessful fishing attempts. The attempts were finally aborted, leaving the stuck WRSV downhole without a fishing neck for almost 25 years.

In July 2019, initial engagement was made to re-establish access to this well for perforation and production. The solution was to use an Electric Line (EL) milling tool with a tractor and customized milling bit. The aim was to unlock the lock mandrel, which was holding the safety valve in place, and minimize any trace impact of milling on downhole accessories as ability to re-utilize the nipple profile for future safety valve deployments was also targeted, hence maintaining the assembly in a functional state was crucial.

This EL milling method has proven to be an efficient means of performing the operation with minimal: cost, manpower requirement, and operational timeline.

This paper describes the process of designing the operation, and the subsequent execution phase.

Session 10. KNOWLEDGE SHARING ePOSTER V

Digital Pressure Testing Software Improves Safety and Efficiency When Applied to Well Intervention Campaign

Rachel COLE, Alexis HERNANDEZ, Bryan SPENCER, Rick CULLY, Alyssa FRANKLIN, IPT

Well intervention requires reliable pressure data and real-time monitoring of multiple annuli simultaneously to confirm appropriate pressure response of actuated valves and components. The current industry standard uses traditional monitoring methods which involve reading digital crystal gauges and manually recording the values at increments for interpretation. This paper presents a case study where the operator reduced the probability of human error, and improved assurance and safety by utilizing a digital solution during an intervention campaign.

During operations, personnel used digital pressure testing software to monitor annulus pressures while performing acid stimulation pressure

для проведения опрессовки и контроля давления в затрубном пространстве во время проведения операции по кислотной интенсификации притока, а затем проверял результаты во время дополнительных операций. Для проведения этих испытаний датчики давления были установлены в местах, где обычно располагается цифровой манометр, а кабели подключены к устройству сбора данных для интерпретации персоналом, задействованным в проведении операции. Программное обеспечение контролировало и анализировало данные в режиме реального времени для подтверждения критериев оператора, а все данные в режиме реального времени можно было просматривать как на месте, так и удаленно. По завершении опрессовки отчеты автоматически генерировались и сохранялись для удобства доступа.

Описанный выше процесс привел к созданию более безопасной среды испытаний благодаря использованию кабелей с датчиками давления и блока сбора данных, что позволяет персоналу находиться на безопасном расстоянии, в отличие от традиционного метода снятия показаний вручную вблизи зон, находящихся под давлением. Новый метод позволил осуществлять постоянный мониторинг цифровых данных высокого разрешения вместо того, чтобы снимать показания с определенным шагом. Это позволило улучшить визуализацию давления в затрубном пространстве или НКТ в режиме реального времени и повысить эффективность работы. Такая визуализация, доступная как на площадке, так и удаленно в режиме реального времени, позволила улучшить коммуникацию и повысить качество интерпретации соответствующих перепадов давления при открытии муфт, выравнивании давления или проведении промывок на ГНКТ. После завершения всех внутрискважинных операций был составлен полный отчет об окончании работы на скважине, чтобы обеспечить запись всех выполненных операций и уменьшить количество ошибок при передаче скважины в эксплуатацию или при выполнении последующих внутрискважинных работ в течение всего жизненного цикла скважины.

Это цифровое программное решение и метод привязки оборудования в ходе внутрискважинных операций обеспечивают более безопасные условия работы, более высокую подотчетность, принятие более информированных решений и эффективную коммуникацию при передаче скважины. Возможность контроля давления в режиме реального времени позволяет повысить участие в процессе выполнения операции и улучшить взаимодействие между персоналом, находящимся как на площадке, так и удаленно. Ведение комплексной документации позволяет регистрировать всю историю событий (которая в этом случае будет легко проверяемой) и может быть использовано для усовершенствования будущих операций и распространения передового опыта.

Моделирование и оптимизация закачки азота в пласт на ГНКТ в целях освоения скважины

Чжюнь ЧЖУ, Гоцинь ХАНЬ, Жай ЖУЙ, Хэ ЧЖАН,

pumping operations and verified test outcomes during additional intervention operations. To conduct these tests, pressure transducers were tied into the locations where a digital gauge would normally be located, and cables connected to a data acquisition unit for interpretation by operations personnel. The software monitored and analyzed the data in real time to validate the operator's criteria, and all real-time data was able to be viewed both on-site and remotely. When tests completed, reports were auto generated and stored for ease of access.

The process described above resulted in a safer testing environment by utilizing transducer cables and a data acquisition unit, allowing personnel to remain a safe distance away, as opposed to the traditional method of taking manual readings near pressurized areas. High resolution digital data was constantly monitored, instead of taking readings in increments, allowing for the improved visualization of annulus or tubing pressures in real time and improving the efficiency of operations. This on-site and remote real-time visualization allowed for better communication and interpretation of appropriate pressure response when shifting sleeves, equalizing pressures, or performing coiled tubing cleanouts. When all intervention work was completed, a comprehensive end of well report was generated to provide a record of all operations and reduce communication errors during handover or subsequent operations throughout the well lifecycle.

This digital software solution and equipment tie in used for intervention operations provides a safer environment, more accountability, improved decision making, and more efficient communication in handover. The ability for real time monitoring of pressure response improves participation and collaboration between personnel both on-site and in remote locations. Comprehensive documentation provides an auditable history of events which can be used to improve future operations and promote best practices.

Simulation and Optimization of the Nitrogen Injection-Assisted Flowback with Coiled Tubing

Zhiyong ZHU, Guoqing HAN, Ray RUI, He ZHANG, Xiaodong WU, Huizhu XIANG, China University of Petroleum Beijing

Nitrogen (N₂) injection-assisted flowback with coiled tubing (CT), CT flowback for

Сяодун У, Хуэйчжу СЯН, Китайский нефтяной университет, Пекин

Отработка и освоение скважины с помощью закачки азота на ГНКТ находит все более широкое применение благодаря удобству реализации и гибкости в управлении этим видом операций. Уникальной особенностью закачки газа с помощью ГНКТ является то, что можно непрерывно изменять глубину закачки (Zhou et al., 2011), что превращает освоение и отработку скважины в более сложный динамический процесс. Однако по такому динамическому процессу было проведено мало исследований, особенно по оптимизации рабочих параметров, таких как скорость спуска ГНКТ в скважину и скорость закачки азота.

В данной работе описывается применение численных моделей на основе переходной многопоточковой модели для воспроизведения динамического процесса освоения скважины с помощью ГНКТ. На основе этой модели исследуются характеристики закачки газа на ГНКТ путем сравнения статической закачки в фиксированной точке с динамической закачкой с постоянным изменением глубин. Было проанализировано, каким образом притоковый потенциал пласта, скорость спуска ГНКТ в скважину и скорость закачки азота влияют на процесс проведения операции по отработке и освоению скважины на ГНКТ. По итогам анализа были выдвинуты предложения по оптимизации рабочих параметров ГНКТ.

Результаты моделирования показывают, что по сравнению со статической закачкой газа динамическая закачка с изменением глубины (т. е. закачка с ГНКТ) может обеспечить более контролируемый процесс отработки скважины, значительно снизить давление закачки газа и осуществить мягкую разгрузку забойного давления. Притоковый потенциал пласта оказывает существенное влияние на процесс отработки скважины с ГНКТ, а разные притоковые потенциалы пласта приводят к разной степени разгрузки скважины. С увеличением притокового потенциала пласта степень разгрузки газовой скважины уменьшается. Скорость спуска ГНКТ в значительной степени позволяет контролировать степень разгрузки скважины, т. е. интенсивность притока. Увеличение скорости спуска ГНКТ происходит за счет увеличения давления закачки газа и приведет к более агрессивной разгрузке забойного давления. Таким образом, при определении скорости спуска ГНКТ в скважину необходимо учитывать как ограничения установки для закачки газа на поверхности, так и требования по контролю давления в скважине. Для определенной скорости спуска ГНКТ существует минимальная скорость закачки азота, которая необходима для достижения непрерывного дренажа, т. е. нижний предел скорости закачки азота. Исходя из этого нижнего предела, дальнейшее увеличение скорости закачки азота ускорит разгрузку скважины и снизит пик давления закачки, однако стоит отметить, что существует и верхний предел по скорости закачки азота, выше которого преимущества метода уже не так очевидны. ☉

short, is more and more widely used due to its convenience in implementation and flexibility in control. The unique feature of gas injection with CT is that the injection depth can be changed continuously (Zhou et al., 2011), which makes flowback become a more complex dynamic process. However, scarce research has been done on such a dynamic process, especially in the optimization of operation parameters such as CT running into hole (RIH) speed and N_2 injection rate.

In this paper, numerical models are established using the transient multiple flow simulator to reproduce the dynamic process of CT flowback. And based on this, the characteristics of CT gas injection are explored by comparing fixed-point gas injection with variation-depth gas injection. The influence of formation flowback capacity, CT RIH speed and N_2 injection rate on CT flowback process is analyzed. And finally the optimization suggestions for CT operating parameters are put forward.

The simulation results show that, compared with fixed-point gas injection, variation-depth gas injection (i.e. CT gas injection) can achieve a more controlled flowback, significantly reduce the gas injection pressure, and realize the gentle unloading of bottom hole pressure. Formation flowback capacity has an important effect on the CT flowback process, different formation flowback capacities result in different gas well unloading degrees. With the increase of formation flowback capacity, the unloading degree of gas well decreases. CT RIH speed can to a large extent control wellbore unloading rate, i.e. the flowback intensity. The increase in RIH speed is at the expense of the increase in gas injection pressure and will lead to a more aggressive bottom hole pressure unloading. So in determining the RIH speed, both surface gas injection facility limitations and downhole pressure control requirements need to be taken into account. For a given CT RIH speed, there is a minimum N_2 injection rate, which is required to achieve the continuous drainage, i.e., the lower limit for N_2 injection rate. On the basis of this lower limit, further increasing the N_2 injection rate will accelerate the wellbore unloading, and reduce the peak of gas injection pressure, but there is also an upper limit for N_2 injection rate beyond which the benefits are no longer apparent. ☉

Всё больше ремонтов происходит с использованием колтюбинга

More and More Repairs Are Carried Out Using Coiled Tubing

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Д.В. Основский, главный технолог ООО «Газпром подземремонт Уренгой».

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

"Coiled Tubing Times" is interviewing D.V. Osnovskiy, Chief Technologist at Gazprom Podzemremont Urengoy.

The conversation took place on the sidelines of the 23th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Д.В. ОСНОВСКИЙ прошел трудовой путь от помощника бурильщика до главного технолога буровой компании, имеет опыт работы в сервисных компаниях по сопровождению процесса бурения скважин, а также опыт недропользователя.



D.V. OSNOVSKIY has worked his way up from assistant driller to chief technologist of a drilling company, so he has experience in service companies to support the process of drilling wells, as well as experience as a subsoil user.

«Время колтюбинга. Время ГРП»: Дмитрий Валерьевич, насколько широко используются колтюбинговые технологии в компании «Газпром подземремонт Уренгой»?

Дмитрий Основский: Фонд скважин компании «Газпром подземремонт Уренгой» огромен, широка и номенклатура спускаемого в скважину подземного оборудования. Этими обстоятельствами определяются специфические нюансы в подходах к выбору технологий. Какая-то часть скважин ремонтируется с подъемных установок традиционными методами, но всё больше ремонтов происходит с использованием колтюбинга, поскольку эта технология позволяет более щадяще отнестись к скважине, когда, например, нужно удалить песчаные пробки или проделать какие-либо другие манипуляции. Все они проводятся без глушения скважины, и, соответственно, призабойная зона пласта ничем не засоряется, коллекторские свойства не нарушаются, параметры не усугубляются.

ВК: Каковы глубины скважин и протяженности горизонтальных участков в местах Ваших работ?

“Coiled tubing times”: Dmitry Valeryevich, how widely are coiled tubing technologies used at Gazprom Podzemremont Urengoy?

Dmitry Osnovskiy: The well stock of Gazprom Podzemremont Urengoy is huge, and the range of underground equipment lowered into the well is wide. These circumstances determine the specific nuances in approaches to the choice of technologies. Some of

the wells are repaired from lifting units by traditional methods, but more and more repairs are carried out using coiled tubing, since this technology allows you to treat the well more sparingly, for example, when you need to remove sand plugs or do some other manipulations. All of them are carried out without killing the well, and, accordingly, the bottomhole formation zone is not clogged with anything, the reservoir properties are not disturbed, and the parameters are not aggravated.

CTI: What are the depths of wells and lengths of horizontal sections at your work sites?

D.O.: It depends on the region, because the geography of our services is very wide.

CTI: In which regions does your company operate?

Д.О.: Это зависит от региона, потому что география наших услуг очень широка.

ВК: В каких регионах работает Ваша компания?

Д.О.: Если говорить в целом о ремонте скважин, включая традиционные методы, то мы работаем от Калининграда до Камчатки в прямом смысле слова. Калининградское ПХГ – это наша европейская зона. Южнее – Астрахань, Краснодар, Оренбург. Севернее – Надым, Уренгой, Ноябрьск, Ямал. Восточнее – Иркутск, ну и Камчатка. Глубины скважин тоже абсолютно разные. Что касается горизонтальных участков, то пока мы не имели дела с протяженностью горизонтальных стволов в полторы – две тысячи метров, как рассказывали коллеги в своих докладах на конференции. У нас методика несколько иная, более традиционная, можно сказать. Но всё равно осваиваем горизонтальные скважины, например, на Ковыктинском газоконденсатном месторождении в Иркутской области.

ВК: Ваша непосредственная деятельность в качестве главного технолога осуществляется по большей части в офисе или на промыслах?

Д.О.: Непосредственно моя роль – половина на половину, потому что нужно везде успевать, чтобы разговаривать с людьми на одном языке.

ВК: На русском?

Д.О.: Не просто на русском, а на русском техническом. Сидя постоянно в офисе, это невозможно.

ВК: Какие сложные и нестандартные работы требуют от Вас наибольшего профессионального внимания?

Д.О.: Очень сложно бывает обслуживать те скважины ремонтируемого фонда, из которых приходится извлекать старые изношенные комплексы подземного оборудования, НКТ, с годами поврежденные коррозией. Это не просто – подошел к скважине и произвел спуско-подъемные операции. Это целый комплекс инженерно-технической



Все больше ремонтов происходит с использованием колтюбинга, поскольку эта технология позволяет более щадяще отнестись к скважине, когда, например, нужно удалить песчаные пробки или проделать какие-либо другие манипуляции. Все они проводятся без глушения скважины, и, соответственно, призабойная зона пласта ничем не засоряется, коллекторские свойства не нарушаются, параметры не усугубляются.

More and more repairs are carried out using coiled tubing, since this technology allows you to treat the well more sparingly, for example, when you need to remove sand plugs or do some other manipulations. All of them are carried out without killing the well, and, accordingly, the bottomhole formation zone is not clogged with anything, the reservoir properties are not disturbed, and the parameters are not aggravated.

D.O.: If we talk about well workover in general, including traditional methods, then we work from Kaliningrad to Kamchatka in the truest sense of the word. The Kaliningradskoye UGS facility is

our European zone. To the south – Astrakhan, Krasnodar, Orenburg. To the north – Nadym, Urengoy, Noyabrsk, Yamal. To the east – Irkutsk and Kamchatka. Well depths are also completely different. As for horizontal sections, so far we have not dealt with the length of horizontal shafts of one and a half to two thousand meters, as colleagues said in their reports at the conference. Our methodology is somewhat different, more traditional, one might say. But we are still developing horizontal wells, for example, at the Kovykta gas condensate field in the Irkutsk region.

CTT: Being chief technologist, do you mostly work in the office or in the field?

D.O.: Directly my role is half and half, because you

мысли, начиная с анализа ситуации, продолжая подбором оборудования, ежедневным контролем и координацией выполнения работ. Это очень сложные, по сути, приравниваемые к аварийным, работы, потому что оборудование извлекается частями, кусками, и каждый раз нужно думать, какой следующий нестандартный шаг предпринять.

ВК: Расскажите о скважинных условиях на обслуживаемых Вашей компанией месторождениях. Какие уникальные операции в сложных условиях Вам удалось провести?

Д.О.: На наших месторождениях встречается много уникальных условий: высокие температуры и давления в Краснодарском крае, опасные концентрации сероводорода в Астраханской и Оренбургской областях, очень сложные в обслуживании скважины Ковыктинского месторождения Иркутской области. Везде есть свои особенности и нюансы. Спектр операций, выполняемых нашей компанией, настолько широк, что выделить какую-то операцию и назвать ее суперуникальной не представляется возможным, потому что практически у каждой выполненной работы была своя особая специфика.

ВК: Какие приоритеты Вы, как главный технолог, ставите, планируя ремонт скважины?

Д.О.: Цель любого ремонта – это либо замена подземного оборудования, либо проведение мероприятий по интенсификации притока.

ВК: Какие операции из широкого спектра выполняемых, по Вашему мнению, можно отнести к высокотехнологичным?

Д.О.: К высокотехнологичным можно отнести прежде всего операции ГРП, потому что в них все очень ответственно, начиная с расчетов дизайна. У нас в компании есть специальный отдел интенсификации, который занимается данным направлением. Он находится в ведении главного геолога. И вообще, сервис ГРП – это очень дорого, а всё, что дорого, должно работать с первого раза и эффективно.

ВК: Приходится ли Вам корректировать свою работу в соответствии с изменением геополитических условий?

Д.О.: Безусловно, изменение геополитических условий проходит для всех нас не бесследно. Прежде всего это касается определенного спектра сервисных компаний, которые помогают нам с оказанием некоторых специфических услуг,

Спектр операций, выполняемых нашей компанией, настолько широк, что выделить какую-то операцию и назвать ее суперуникальной не представляется возможным, потому что практически у каждой выполненной работы была своя особая специфика.

The range of operations performed by our company is so wide that it is not possible to single out any operation and call it super unique, because almost every work performed had its own specifics.

situation, continuing with the selection of equipment, daily monitoring and coordination of work. These are very complex, in fact, equated to emergency, works, because the equipment is removed in parts, pieces, and each time you need to think about what next non-standard step to take.

CTT: Tell us about the well conditions at the fields your company works with. What unique operations in difficult conditions have you managed to carry out?

D.O.: There are many unique conditions at our fields: High temperatures and pressures in the Krasnodar region, dangerous concentrations of hydrogen sulfide in the Astrakhan and Orenburg regions, very difficult to maintain wells at the Kovykta field in the Irkutsk region. Every field has its own peculiarities and nuances. The range of operations performed by our company is so wide that it is not possible to single out any operation and call it super unique, because almost every work performed had its own specifics.

CTT: What are your priorities as a chief technologist when planning a well workover?

D.O.: The purpose of any repair is either the replacement of underground equipment, or the implementation of measures to stimulate the inflow.

CTT: Which of the wide range of operations performed, in your opinion, can be classified as high-tech?

D.O.: First of all, hydraulic fracturing operations can be classified as high-tech, because everything is very responsible in them, starting with design calculations. We have a special intensification department in the company that deals with this area. It is under the

need to be in time everywhere in order to speak the same language with people.

CTT: Speak in Russian?

D.O.: Not just in Russian, but in technical Russian. Sitting constantly in the office, this is impossible.

CTT: What complex and non-routine jobs require the most professional attention from you?

D.O.: It is very difficult to maintain those wells of the fund being repaired, from which it is necessary to extract old worn-out complexes of underground equipment, tubing, damaged by corrosion over the years. It's not simply approaching the well and performing tripping operations. This is a whole complex of engineering and technical ideas, starting with the analysis of the

допустим, в части бурения боковых стволов. Возникли проблемы, например, с забойными двигателями, потому что сложно найти резину высокого качества. Раньше использовалась немецкая резина, потому что у российской пока не тот уровень качества, как и у китайской. Образцы от новых поставщиков нужно испытывать, причем в полевых условиях, но никто не готов нести дополнительные затраты непроизводительного времени, да еще и все это оплачивать. Всем же нужно эффективно и с первого раза работать! Людям приходится договариваться, закладывая больше времени на выполнение каких-то операций, снижая ранее заявленный ресурс своего оборудования – забойных двигателей, телесистем и прочего. Но больше всего возникшая ситуация негативно сказалась на химических реагентах. Сейчас мы переходим на российские химикаты, однако отечественные заводы пока еще не вышли на ту проектную мощность, которая способна обеспечить всю отрасль. Мы вынуждены искать аналоги, договариваться с заказчиком.

Сервис ГРП – это очень дорого, а всё, что дорого, должно работать с первого раза и эффективно.

Hydraulic fracturing service is very expensive, and everything that is expensive should work the first time and efficiently.

ВК: Какие советы в этой связи Вы можете дать коллегам из других компаний?

Д.О.: Надо заглядывать в далекое будущее – на месяцы вперед – и вести активную работу по поиску альтернатив и согласованию замен, чтобы вопросы можно было решать заблаговременно. Это, наверное, на сегодняшний день основная задача для всех нас.

ВК: Вы впервые участвуете в 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Удалось ли Вам здесь пополнить багаж своих профессиональных знаний?

Д.О.: В сфере капитального ремонта скважин, и особенно колтюбинговых технологий, я сравнительно недавно. Поэтому мне очень интересно было вживую познакомиться с техническими руководителями предприятий, которые производят оборудование: колтюбинговые установки, оснастки, сами ГНКТ. Было очень полезно непосредственно в личных беседах уточнить важные нюансы. И вообще, когда с человеком познакомишься лично, то с ним уже намного проще в будущем общаться.

ВК: Спасибо Вам за интересный разговор.

supervision of the chief geologist. In general, hydraulic fracturing service is very expensive, and everything that is expensive should work the first time and efficiently.

CTI: Do you have to adjust your work in accordance with changing geopolitical conditions?

D.O.: Sure, the change in geopolitical conditions is not without consequences for all of us. First of all, this concerns a certain range of service companies that help us with the provision of some specific services, for example, in terms of drilling sidetracks. There were problems, for example, with downhole motors, because it is difficult to find high quality rubber. Previously, German rubber was used, because the Russian one does not yet have the same level of quality as the Chinese one. Samples from new suppliers need to be tested, and in the field, but no one is ready to bear the additional costs of non-productive time and even pay for all this. Everyone needs to work efficiently and the first time! People have to negotiate, allocate more time to perform some operations, reducing the previously declared resource of their equipment - downhole motors, telesystems and other things. But most of all, the situation that arose had a negative impact on chemical reagents. Now we are switching to Russian chemicals, but domestic plants have not yet reached the design capacity that is able to provide the entire industry. We are forced to look for analogues, to negotiate with the customer.

CTI: What advice can you give to colleagues from other companies in this regard?

D.O.: We need to look into the distant future – months ahead – and actively work to find alternatives and agree on replacements so that issues can be resolved in advance. This is probably the main task for all of us today.

CTI: You are participating for the first time in the 23th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. Did you manage to replenish your professional knowledge here?

D.O.: I am relatively new in the field of well workover and especially coiled tubing technologies. Therefore, it was very interesting for me to get acquainted with the technical managers of enterprises that produce equipment: coiled tubing units, tooling, coiled tubing themselves. It was very useful to clarify important nuances directly in personal conversations. And in general, when you get to know a person, it is already much easier to communicate with them in the future.

CTI: Thank you for an interesting conversation.

Спектр наших работ очень широк The Range of Our Work Is Very Wide

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Д.А. Ковальчук, главный инженер ГНКТ ООО «ИНК-ТКРС».

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

"Coiled Tubing Times" is interviewing D.A. Kovalchuk, Chief Engineer of Coiled Tubing at INK-TKRS LLC.

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

Д.А. КОВАЛЬЧУК родился 11 марта 1989 года в Нижневартовске. Нефтяник в третьем поколении.

С 2007 по 2011 год в рамках производственной студенческой практики успел получить опыт работы в разных сферах нефтяного сервиса – ГРП (ООО «Ньюко Велл Сервис», КРС (ООО «Катобнефть»), ГНКТ (ООО «Трайкан Велл Сервис»).

В 2011 году окончил Тюменский индустриальный университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин». В том же году устроился на работу в компанию АО «БВТ-Восток» на должность инженера-технолога ГНКТ на Ванкорском производственном участке, где проработал до 2018 года. За время работы в АО «БВТ-Восток» поднялся по профессиональной карьерной лестнице до позиции начальника производственного участка.

С 2018 по 2020 год продолжил свою профессиональную деятельность в компании ООО «Койл-Сервис» на позиции начальника инженерно-технической службы.

С 2020 года по настоящее время работает главным инженером ГНКТ в ООО «ИНК-ТКРС».



D.A. KOVALCHUK was born on March 11, 1989 in Nizhnevartovsk. Oil worker in the third generation.

From 2007 to 2011, as part of a student internship, he managed to gain experience in various areas of oil service – hydraulic fracturing (Newco Well Service LLC, workover operations (KatobNeft LLC), coiled tubing (Trican Well Service LLC).

In 2011, he graduated from the Tyumen Industrial University with a degree in the development and operation of oil and gas wells.

In the same year, he got a job at BVT-Vostok JSC as a coiled tubing process engineer at the Vankor production site, where he worked until 2018. During his work at BVT-Vostok JSC, he climbed the professional career ladder to the position of head of the production site.

From 2018 to 2020, he continued his professional activities in the company "Koil-Service" LLC as the head of the engineering and technical service.

From 2020 to the present, he has been working as a coiled tubing chief engineer at INK-TKRS LLC.

«Время колтюбинга. Время ГРП»: Дмитрий Александрович, для начала – несколько слов о компании, в которой Вы работаете.

Дмитрий Ковальчук: Я работаю в ООО «ИНК-ТКРС». Это дочерняя структура Иркутской нефтяной компании (ИНК). Компания ИНК ведет геологическое изучение, разведку и разработку пятидесяти трех участков недр на территории Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия). За последние тринадцать лет ИНК открыла 14 месторождений углеводородного сырья. Для группы месторождений компания «ИНК-ТКРС» предоставляет сервис КРС и ГНКТ. Мы, в частности, работаем в средней части Восточной Сибири – на севере Иркутской области.

ВК: Какие колтюбинговые технологии Вы используете?

"Coiled Tubing Times": Dmitry Alexandrovich, first of all, a few words about the company you work for.

Dmitry Kovalchuk: I work at LLC INK-TKRS. This is a subsidiary of the Irkutsk Oil Company (INC). The INK company conducts geological study, exploration and development of fifty-three subsoil plots in the Irkutsk Region, the Krasnoyarsk Territory and the Republic of Sakha (Yakutia). Over the past thirteen years, INC has discovered 14 hydrocarbon deposits. NK-TKRS provides workover and coiled tubing services. For a group of fields. In particular, we work in the middle part of Eastern Siberia – in the north of the Irkutsk region.

CTT: What coiled tubing technologies do you use?

D.K.: Today, we do, probably, everything, with the exception of coiled tubing drilling. The range of our

Д.К.: На сегодняшний день мы делаем, наверное, всё, за исключением бурения на ГНКТ. Спектр наших работ очень широк. Мы производим как стандартные работы, такие как нормализация забоя после ГРП, так и высокотехнологичные, например, работы с надувными пакер-пробками. Сейчас у нас на скважине проходят опытно-промышленные испытания надувной пакер-пробки, которая, надувшись, позволяет полностью изолировать пласт и произвести без глушения скважины любые манипуляции, скажем, такие как смена НКТ, смена фонтанной арматуры. Неделю назад мы посадили пробку, затем извлекли ее. Если я не ошибаюсь, то мы первые, кто это сделал в отечественном сервисе.

ВК: Какие сложности превалируют на месторождениях, где Вы работаете?

Д.К.: На самом деле у нас каждая работа, даже самая стандартная, которая вроде бы не предвещает никаких проблем, в любой момент может обернуться какой-нибудь интересной историей, потому что фонд скважин достаточно сложный, что влечет большое количество осложнений. Я не слухавлю, если скажу, что на сегодняшний день мы имеем на нашем фонде скважин весь спектр осложнений, которые только могут быть. Это и сероводород (до 6%), и высокий газовый фактор, который повсеместно влечет образование гидратов, и солеотложения, а также аномально высокие и аномально низкие пластовые давления. К примеру, на Большетирском месторождении встречаются скважины как с аномально низким пластовым давлением (с коэффициентом аномальности до 0,4), так и с аномально высоким пластовым давлением (с коэффициентом аномальности 1,73) и с глубинами скважин до 5500 м. Там мы работаем оптимизированными трубами с комбинированной толщиной стенки.

ВК: Каким оборудованием ГНКТ располагает Ваша компания?

Д.К.: На сегодняшний день у нас три флота ГНКТ и один флот – бригада с гибкой сталеполимерной трубой (ГСПТ).

ВК: Работа с ГСПТ – это интересный опыт. Поделитесь им с нашими читателями.

Д.К.: Огромное количество ограничений существует при работе с этой трубой. Если объективно, то ее технические характеристики не позволяют производить те работы, которые производит колтюбинг. Поэтому спектр работ с ГСПТ очень ограничен. Это растепление большого и малого затрубного пространства, работы с отложениями. Вот, пожалуй, и всё.

Сейчас у нас на скважине проходят опытно-промышленные испытания надувной пакер-пробки, которая, надувшись, позволяет полностью изолировать пласт и произвести без глушения скважины любые манипуляции.

Now we are testing an inflatable packer plug at the well, which, when inflated, allows you to completely isolate the reservoir and perform any manipulations without killing the well.

work is very wide. We perform both standard work, such as bottomhole normalization after hydraulic fracturing, and high-tech work, for example, work with inflatable packer plugs. Now we are testing an inflatable packer plug at the well, which, when inflated, allows you to completely isolate the reservoir and perform any manipulations without killing the well, for example, such as changing the tubing, changing the wellhead equipment. A week ago we bumped a plug, then removed it. If I'm not mistaken, then we are the first to do this in the domestic service.

CTT: What challenges prevail in the fields where you work?

Д.К.: In fact, every job we have, even the most standard one, which does not seem to portend any problems, can turn into some interesting story at any moment, because the well stock is quite complex, which entails a large number of complications. I am not lying if I say that today we have the whole range of complications, which you can imagine, in our well stock. These are hydrogen sulfide (up to 6%), and high GOR, which causes the formation of hydrates everywhere, and salt deposits, as well as abnormally high and abnormally low reservoir pressures. For example, at the Bolshetirskoye field, there are wells with both abnormally low reservoir pressure with an anomaly coefficient of up to 0.4, and with abnormally high reservoir pressure with an anomaly factor of 1.73 and with well depths up to 5,500 m. There we work with optimized pipes with combined wall thicknesses.

CTT: What coiled tubing equipment does your company have?

Д.К.: Today we have three fleets of coiled tubing and one fleet – a crew with a steel-polymer coiled tubing.

CTT: Working with a steel-polymer coiled tubing is an interesting experience. Share it with our readers.

Д.К.: When working with this tubing you should consider a huge number of restrictions. Objectively speaking, its technical characteristics do not allow performing the work that a standard coiled tubing does. Therefore, the range of work with a steel-polymer coiled tubing is very limited. This is the thawing of large and small casing string-borehole annulus, work with deposits. That, perhaps, is all.

CTT: Does INK-TKRS plan to increase the number of coiled tubing fleets?

Д.К.: Yes, we plan an extension. In 2023, we will acquire another, fourth coiled tubing fleet. A tender has already been announced.

ВК: Планирует ли «ИНК-ТКРС» увеличить количество флотов ГНКТ?

Д.К.: Да, мы планируем расширение. В 2023 году мы приобретем еще один, четвертый по счету, флот ГНКТ. Уже объявлен тендер.

ВК: Какой именно флот компания «ИНК-ТКРС» вознамерилась приобрести?

Д.К.: Это будет экспериментальный проект. В России в такой концепции еще никто флота не делал. Уже подготовлено соответствующее техническое задание. У нас будет колтюбинг вообще без узла намотки, но с полуприцепом с двумя узлами намотки, на одном из которых будет размещена ГНКТ диаметром 44,45 мм длиной 5500 м, а на другом – ГНКТ диаметром 50,8 мм также длиной 5500 м. Мы отказались от узла намотки непосредственно на колтюбинговой установке, потому что на наших месторождениях очень сложные дорожные условия: глина, большие перепады высот, спуски-подъемы... Зачем снимать узел намотки с установки, грузить на полуприцеп, а затем перегружать его обратно, если можно просто задействовать полуприцеп с узлом намотки с нужной ГНКТ?

ВК: Какого класса будет колтюбинговая установка?

Д.К.: Это будет установка тяжелого класса с инжектором с тяговым усилием 36 тонн.

ВК: Вы не планируете с такой установкой подумать о колтюбинговом бурении?

Д.К.: Естественно, мы рассматриваем этот вопрос, но в ближайшем будущем, наверное, не планируем. Это потребовало бы достаточно значительных капиталовложений, но пока у нас нет стопроцентной уверенности в том, что эта технология у нас приживется.

ВК: Приходится ли Вам корректировать свою работу, исходя из условий не слишком благоприятной геополитической ситуации?

Д.К.: Мне кажется, что мы достаточно безболезненно преодолеваем ту ситуацию, которая сложилась на рынке в связи с последними событиями, потому что обладаем определенным запасом запчастей и ресурсов. Какие-то позиции стали, надо признать, критичными, какие-то – сложными. Но мы ищем варианты импортозамещения, обратного инжиниринга, работаем с отечественными поставщиками, ну и придумываем, где брать и как ввозить редкие номенклатуры. На данный момент у нас всё работает в штатном режиме.

ВК: На какие еще работы Вы собираетесь нацелиться в ближайшей перспективе? Какие у Вас амбиции как у инженера?

Д.К.: Лично?

У нас будет колтюбинг вообще без узла намотки, но с полуприцепом с двумя узлами намотки, на одном из которых будет размещена ГНКТ диаметром 44,45 мм длиной 5500 м, а на другом – ГНКТ диаметром 50,8 мм также длиной 5500 м.

We will have a coiled tubing without a winding unit at all, but with a semi-trailer with two windings, one of which will be placed with a diameter of 44.45 mm and will be 5500 m long, and on the other will be a CT with a diameter of 50.8 mm and also 5500 m long.

remove the winding unit from the installation, load it to the semi-trailer, and then overload it back, if you can simply use the semi-trailer with the winding knot with the desired CT?

CTT: What class will the CT be?

Д.К.: This will be a heavy-class unit with an injector with a traction force of 36 tons.

CTT: Do you plan to think about coiled tubing drilling with such a unit?

Д.К.: Naturally, we are considering this issue, but in the near future, we probably do not plan to do it. This would require quite significant investments, but so far we do not have one hundred percent confidence that this technology we will take root.

CTT: Do you have to adjust your work based on the conditions of not a very favorable geopolitical situation?

Д.К.: It seems to me that we are quite painlessly overcome the situation that has developed on the market in connection with the latest events, because we have a certain stock of spare parts and resources. Some positions became, admittedly, critical, some are difficult. But we are looking for options for import substitution, reverse engineering, we work with domestic suppliers and we figure out where to get and how to import rare nomenclatures. At the moment, everything works as usual for us.

CTT: What other work are you going to aim at in the near future? What are your ambitions as engineer?

Д.К.: Personally?

ВК: Лично.

Д.К.: На самом деле я хотел бы попробовать проявить себя вообще в другой отрасли. Например, в туристическом бизнесе или электронной коммерции.

ВК: Желательно с историей успеха.

Д.К.: Желательно да. Ну а если честно, то мне нравится моя работа, мне нравится сервис ГНКТ. Я с первых дней своей карьеры в «нефтянке». Начинал в компании Trican Well Service. Это были производственные практики от университета, со второго курса. У меня была одна практика в КРС, еще одна – в ГРП, но я выбрал колтюбинг. И, соответственно, на протяжении всей своей карьеры я был тесно связан с колтюбингом.

ВК: Где именно Вы учились?

Д.К.: В Тюменском нефтегазовом университете. Это альма-матер всей Западной Сибири.

ВК: Как Вы видите развитие отечественного нефтегазового сервиса? Будет ли всё большую роль играть цифровизация?

Д.К.: Сейчас сложно говорить о внедрении каких-либо новых западных технологий. Но я думаю, что Вы правильно поставили вопрос о возрастании роли цифровизации, в нашем сегменте – автоматизации, которая будет повсеместно внедряться, совершенствоваться. Будет появляться всё больше сервисов, и какая-то часть работ, думаю, будет очень тесно связана с IT-сектором, потому что это тренд нашего времени. Мы пытаемся всё перенести в цифровой мир.

ВК: Редуцировать человеческий фактор?

Д.К.: Да. Постараться минимизировать его воздействие на производственные процессы, потому что это самый непредсказуемый фактор, на который мы никак не можем повлиять. Понятно, что в связи с последними событиями мы оказываемся в изоляции от современных технологий. Но ведь без преодоления трудностей не бывает развития! Мы должны брать лучшие мировые практики, переосмысливать их на свои реалии и внедрять. Возможно, нам удастся шанс получить какой-то свой уникальный продукт, какую-то технологию изобрести и развить. Время покажет.

ВК: Вы неоднократно принимали участие в работе Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Д.К.: Я был участником четырех конференций.

CTI: Personally.

D.K.: In fact, I would like to try to prove myself in another industry. For example, in the tourism business or e-commerce.

CTI: Preferably with a success history.

D.K.: Preferably, yes. Well, to be honest, I like my job, I like the CT service. From the first days of my career in the field. He started at Trican Well Service. These were student internships at the second year. I had one internship in the workover, another in the hydraulic fracturing, but I chose coiled tubing. And, accordingly, throughout my career, I was closely connected with coiled tubing.

CTI: Where exactly did you study?

D.K.: At Tyumen Oil and Gas University. This is the alma matter of all Western Siberia.

CTI: How do you see the development of domestic oil and gas service? Will digitalization play an increasing role?

D.K.: Now it's hard to talk about the introduction of any new Western technologies. But I think that you correctly raised the question of increasing the role of digitalization, in our segment - automation, which will be introduced everywhere, improve. More and more services will appear, and some part of the work, I think, will be very closely connected with the IT sector, because this is the trend of our time. We are trying to transfer everything to the digital world.

CTI: To reduce the influence of the human factor?

D.K.: Yes. Try to minimize its impact on production processes, because it is the most unpredictable factor on which we cannot influence. It is clear that in connection with the latest events, we find ourselves in isolation from modern

technologies. But without overcoming difficulties there is no development! We must take the best world practices, rethink them to our realities and implement. Perhaps we are given a chance to get some kind of unique product, to invent and develop some technology. Time will show.

CTI: You have repeatedly participated in the work of the 23th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

D.K.: I was a participant of four conferences.

CTI: What purposes do you come here and with what

Будет появляться всё больше сервисов, и какая-то часть работ будет очень тесно связана с IT-сектором, потому что это тренд нашего времени. Мы пытаемся всё перенести в цифровой мир.

More and more services will appear, and some part of the work, will be very closely connected with the IT sector, because this is the trend of our time. We are trying to transfer everything to the digital world.

ВК: С какими целями Вы сюда приезжаете и с каким багажом уезжаете?

Д.К.: Я согласен с мнением Руслана Салдеева, который в приветственном слове на открытии нынешней конференции сказал, что это не только встреча специалистов для передачи друг другу опыта, но и, самое главное, встреча друзей и единомышленников. Это наш клуб приверженцев колтюбинга, потому что у нас достаточно узкая специализация, и на нефтесервисном рынке нас на самом деле не так уж и много.

ВК: Открытый клуб?

Д.К.: И элитный: можно было бы его даже официально зарегистрировать. Здесь происходит неформальная передача опыта, знакомство с новыми игроками рынка и просто специалистами, которые каким-то образом могут быть причастны к нашему сервису. Повторюсь – это ежегодная встреча единомышленников, которые неизменно находят общие темы для обсуждения.

ВК: Как Вы видите эволюцию программы этого мероприятия?

Д.К.: Скажу так: плюс-минус. В каждом году есть доклады, которые мы уже слышали на других конференциях. Наверное, этого не избежать. Но и каждый год слушателям бывает представлен новый уникальный опыт наших коллег.

ВК: Что бы Вы хотели пожелать новому поколению инженеров нефтегазового сервиса, которое только начинает свою карьеру?

Д.К.: Стремиться к цели и ни в коем случае никогда не опускать руки, какие бы сложности ни встречались, как бы рынок себя ни вел, какие бы преграды ни вставали на пути. Очень хорошее качество человеческого характера – амбициозность. Им нужно обладать и его развивать. И самое главное: нужно понимать, что опыт не должен делиться на положительный и отрицательный. Нужно любой опыт воспринимать как ценный. Нет ни одного специалиста, который бы ни разу не ошибался. Мы все ошибаемся, но никогда не надо ставить свои ошибки в абсолют. Моему же поколению инженеров и руководителей я бы пожелал привлекать как можно больше молодых ребят, обучать и возвращать квалифицированных специалистов. Потому что у нас, в российском нефтесервисе, колоссальный кадровый голод. И это, на мой взгляд, на сегодняшний день самая большая проблема отрасли.

ВК: Надеюсь, она преодолима. Спасибо за интервью!

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

Поколению инженеров и руководителей я бы пожелал привлекать как можно больше молодых ребят, обучать и возвращать квалифицированных специалистов.

For my generation of engineers and managers, I would like to attract as many young people as possible, train and nurture qualified specialists.

baggage are you leaving?

D.K.: I agree with the opinion of Ruslan Saldeev, who, in a welcome word, at the opening of the current conference, said that this is not only a meeting of specialists to transfer experience to each other, but, most importantly, a meeting of friends and like-minded people. This is our club of adherents of the coiled tubing, because we have a fairly narrow specialization, and there are not so many of us in the oil market in the site.

CTT: Is this an open club?

D.K.: And an elite one: It could even be officially registered.

There is an informal transfer of experience, acquaintance with new market players and just specialists who can somehow be involved in our service. I repeat – this is an annual meeting of like-minded people who invariably find common topics for discussion.

CTT: How do you see the evolution of the program for this event?

D.K.: Plus or minus, I will say. Every year there are reports that we have already heard at other conferences. Probably this cannot be avoided. But every year, listeners are presented with a new unique experience of our colleagues.

CTT: What would you like to say to the new generation of oil and gas service engineers who are just starting their careers?

D.K.: You hold always strive for the goal and in no case never give up, no matter what difficulties you encounter, no matter how the market behaves, no matter what obstacles stand in the way. A very good quality of human character is ambition. It needs to be developed. And most importantly: You need to understand that experience should not be divided into positive and negative. Any experience should be perceived as valuable. There is not a single specialist who would never make a mistake. We all make mistakes, but you should never make your mistakes absolute. For my generation of engineers and managers, I would like to attract as many young people as possible, train and nurture qualified specialists. Because we have a colossal shortage of personnel in the Russian oilfield service. And this, in my opinion, is by far the biggest problem in the industry.

CTT: I hope it's manageable. Thanks for the interview!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Реагенты, применяемые в процессах повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи

Применение водно-солевой эмульсии на основе углеводородного эмульгатора как эффективный метод повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях

С.П. Сенин, В.Ю. Сырвачева, ООО «ТаграС-ХимСервис»

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция является старейшей нефтедобывающей зоной страны, которая характеризуется целенаправленным уклоном на разработку и эксплуатацию месторождений тяжелых и высоковязких нефтей. В связи с этим повышение эффективности эксплуатируемых объектов в пределах провинции напрямую зависит от ввода в разработку новых месторождений, приобщения ранее не задействованных интервалов, а также от разработки комплексных решений и внедрения эффективных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение текущих объемов добычи высоковязкой нефти на разрабатываемых объектах.

Одним из основных и наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) кислотными составами, загеленными кислотными составами, а также КАЭ с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора.

Анализ результатов различных вариантов солянокислотных обработок для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50% и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки [1]. С ростом повторных ОПЗ, проведенных на одной скважине, эффективность солянокислотных обработок снижается в связи с тем, что реакция с карбонатной породой в более удаленной зоне пласта минимальна, так как кислота уже потеряла часть своей активности из-за более интенсивной отработки в ПЗП с формированием множества червоточин.

По сравнению со стандартной кислотной обработкой ПЗП применение кислотной-ароматической эмульсии способствует более глубокому и замедленному действию, обладает низким межфазным натяжением, регулируемой вязкостью конечного состава, а также обеспечивает растворение асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) за

счет присутствия в своем составе углеводородной фазы.

Кислотно-ароматическая эмульсия представляет собой обратную эмульсию, в которой кислотный состав является дисперсной фазой в углеводородной среде. Концентрация соляной кислоты в составе составляет около 12%. Вязкость приготовленной эмульсии регулируется нормой расхода эмульгатора (табл. 1).

Таблица 1 – Вязкость КАЭ при разных нормах расхода эмульгатора

№ п/п	Норма расхода эмульгатора, л	HCl 12%, л	Температура, °С	Скорость сдвига, 1/с	Вязкость, сП
1	30	970	24	100	1270
2	50	950	920	100	650
3	80			100	320

Производство КАЭ допускается как на производственном участке (кислотной базе), так и непосредственно на скважине. Получение эмульсии на устье скважины осуществляется путем добавления в емкость для смешения или в автоцистерну агрегата кислотной обработки скважин СИН-32 эмульгатора в необходимом объеме и медленной постепенной подаче к реагенту 12%-ной соляной кислоты с одновременной циркуляцией.

Эффективность проведения ОПЗ с применением КАЭ на основе эмульгатора на объектах разработки

Скважина № X2 (Добывающая), бакирский ярус, Республика Татарстан

При проведении обработки в марте 2019 года на данной скважине были применены следующие химические реагенты: КАЭ на основе эмульгатора (40 м³), кислотный состав (36 м³) и в качестве продажной жидкости применяли нефть объекта разработки.

По полученным данным видно, что после ОПЗ, проведенного на скважине, дебит жидкости

увеличился с 1 м³/сут до 2,5–3 м³/сут (на 200%, что в 3 раза выше дебита жидкости до проведения ОПЗ), а дебит нефти увеличился с 0,9 т/сут до 2,7 т/сут (на 200%, что в 3 раза выше дебита нефти до проведения ОПЗ). Обводненность скважинной продукции осталась неизменной. Общая дополнительная добыча скважины в период с марта по июнь 2019 года составила 169 тонн, отработано 98 дней.

Также анализ результатов обработки призабойной зоны скважин Оренбургской области с применением КАЭ на основе эмульгатора показывает, что почти на всех объектах разработки наблюдается прирост дебита нефти (табл. 2).

Таблица 2 – Анализ проведения ОПЗ на месторождениях Оренбургской области

№	Пласт	Объем НСЛ/КАЭ, м ³	Режим до ОПЗ				Режим после ОПЗ				Прирост при запуске		
			Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	обв, %	Ндин, м	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	обв, %	Ндин, м	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	обв, %
459	ОЗ	16/16	24	43	32	190	29	55	36	168	5	12	4
2277	А4	20/90	18	23	7	157	18	25	13	153	0	2	6
900	Т1	19/9	24	30	6	177	29	40	14	183	5	10	8
104	А4	2/16	3	5	25	180	9	22	53	171	6	17	28
1223	А4	8/4	19	31	33	157	24	47	45	152	5	16	12
1202	Т1	29/20	42	55	10	202	50	70	15	160	8	15	5
2	Т1, Дф	3/12	после бурения				20	31	30	180	-	-	-
106	СЗ	0/9	9	11	13	865	11	13	90	102	2	2	-4

Всесторонний анализ арсенала и состояния технологий ОПЗ и стимуляции скважин, их систематизация показывают, что применение традиционных технологий (с использованием кислот, углеводородных растворителей, ПАВ и т. д.) в условиях месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеет относительно низкую практическую эффективность мероприятий по восстановлению нефтепроницаемости коллекторов [2].

Данная работа преследует цель оценки эффективности применения ОПЗ и на основе анализа достигнутых результатов, с учетом конкретных геолого-технологических условий, позволит выявить наиболее перспективные направления применения технологий ОПЗ.

Исходя из вышеизложенного, следует сделать вывод, что ОПЗ с применением КАЭ и КАЭ в

комплексе с кислотными составами приносят довольно хороший эффект и значительно увеличивают процент добычи нефти. Данная технология ОПЗ может быть рекомендована к применению на других объектах разработки, как эффективный способ повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Результаты, полученные в данной работе, могут быть использованы специалистами-нефтяниками при

планировании методов увеличения нефтеотдачи пластов и ОПЗ на скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мальхин В.И., Тахаутдинов Р.Ш., Якубов М.Р. Совершенствование методов и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью // Экспозиция нефть и газ. – 1/Н (07) февраль. – 2010. – С. 36–37.
2. Хисамов Р.С., Мусабилов М.Х., Яртиев А.Ф. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – 192 с.

Сравнительная оценка технологий повышения нефтеотдачи пластов: ПАВ-щелочного воздействия и ASP-заводнения

Р.Р. Шарипов, А.К. Самижанов, Р.Р. Мингазов, Н.Ю. Башкирцева, ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»

Обеспечение полноты выработки углеводородного сырья из недр относится к одной из наиболее актуальных задач нефтяной промышленности.

Извлечение остаточных или вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов нефти связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и

эксплуатации скважин. Как правило, разработка этих запасов с применением традиционных технологий заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти и коэффициентами ее извлечения из пласта [1, 2].

Решение этой проблемы может быть обеспечено увеличением темпов добычи нефти за счет использования современных технологий

для улучшения добычи нефти. Очевидно, что современные методы улучшения добычи нефти (МУН) предъявляют такие требования, как эффективность, стоимость и максимально возможная универсальность, которые должны быть обеспечены научно обоснованным подходом к выбору технологий [3, 4].

Технология химического заводнения на основе закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи и полимера (ASP) – одна из технологий, позволяющих извлечь остающуюся в недрах нефть. Заводнение с использованием ASP – это более совершенная технология повышения нефтеотдачи пласта по сравнению с обычным заводнением. Здесь используются вещества, снижающие межфазное натяжение (щелочь и ПАВ), и вещества, повышающие подвижность нефти (полимер). Эти три вещества закачиваются в пласт через сеть нагнетательных скважин уже после проведения обычного заводнения [5].

Аналогом ASP-заводнения является разработанная нами технология на основе щелочных растворов цвиттер-ионных ПАВ, которая совмещает преимущества таких технологий, как вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ и вытеснение нефти щелочными растворами. Предлагаемая технология ПАВ-щелочного воздействия заключается в разовой закачке оторочек щелочного раствора цвиттер-ионного поверхностно-активного вещества. Цвиттер-ионные ПАВ с высокой вязкостью увеличивают область вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением и снижают межфазное натяжение между нефтью и водой, щелочь способствует уменьшению адсорбции ПАВ в пласте за счет изменения смачиваемости поверхности породы.

Проведенный всесторонний анализ этих двух технологий позволил выявить несколько очевидных преимуществ разработанной технологии ПАВ-щелочного воздействия:

1. Технологичность, т. е. простота изготовления состава, так как технологический раствор будет состоять всего из двух компонентов (что будет упрощать процесс приготовления водного раствора). ASP-заводнение имеет жесткие требования по подготовке закачиваемого раствора: водоподготовка и

дозировка химреагентов. При ASP-заводнении необходим комплекс специализированного оборудования для постоянного закачивания. Технология ПАВ-щелочного воздействия предполагает использование стандартного промышленного оборудования для ОПЗ, к примеру, цементируемый агрегат ЦА-320.

2. Отсутствие отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики пласта. В составе ASP-заводнения применяется синтетический полимер из группы полиакриламидов. Полимер закупоривает поры породы пласта, что ухудшает фильтрационные характеристики пласта. В технологии ПАВ-щелочного воздействия вязкость закачиваемого технологического раствора достигается за счет создания вязкоупругого раствора на основе цвиттер-ионных ПАВ, которые не оказывают отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики призабойной зоны и межскважинного пространства.

3. Длительность закачки технологического состава при технологии ПАВ-щелочного воздействия составляет 7-10 дней, тогда как ASP-заводнение реализуется в течение нескольких месяцев. Время закачки существенно влияет на стоимость технологии вследствие повышения затрат на аренду техники и заработной платы персонала.

4. Технология ПАВ-щелочного воздействия применима при температурах пласта до 150 градусов. Цвиттер-ионные ПАВ, применяемые при технологии ПАВ-щелочного воздействия, являются термостабильными при температурах до 150 градусов. Полимеры и ПАВ, применяемые при реализации технологии ASP-заводнения, не обладают достаточной устойчивостью к высоким температурам.

5. Компоненты для технологии ПАВ-щелочного воздействия отечественного производства, компоненты для реализации технологии ASP-заводнения импортные и зависят от изменения курса валют.

На сегодняшний день ASP-заводнение зарекомендовало себя как эффективная технология увеличения нефтеотдачи пластов [6]. При этом новая технология ПАВ-щелочного воздействия в перспективе может стать такой же эффективной, но при этом лишенной некоторых недостатков технологии ASP-заводнения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособие. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2005. – 681 с.
2. Муслимов Р.Х. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г.: возможности и проблемы / Р.Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 5. – С. 10–14.
3. Ибатуллин, Р.Р. Результаты и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» / Р.Р. Ибатуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 74–76.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи // Oil & Gas J. Russia. – 2011. – № 6. – P. 110–116.
5. Olajire A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. / Olajire A. // Pergamon-Elsevier science ltd, the Boulevard, Langford lane, Kidlington, Oxford OX5 1gb, England. – 1 December 2014 – P. 963–982.
6. Delamaide, E., Zaitoun, A., Renard, G., & Tabary, R. (2014). Pelican lake field: first successful application of polymer flooding in a heavy-oil reservoir. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 17 (3), – P. 340–354.

Повышение нефтеотдачи пласта с помощью технологии ПАВ-заводнения

Г. С. Кеда, Донской государственный технический университет

Разработка нефтяных месторождений включает в себя множество факторов, которые впоследствии влияют на количество и качество добытых углеводородов. С каждым десятилетием эти факторы, а в нашем случае это проблема оценки текущих и конечных показателей разработки, к которым относится нефтеотдача, требуют все большего внимания, новейших технологий и методов выкачки нефти.

В последние годы число трудноизвлекаемых месторождений увеличивается, что приводит к ухудшению структур запасов нефти. Доля «трудной» нефти растет и превышает 65% от общего запаса. Этот фактор дает толчок к созданию новых технологий для выкачки остаточной нефти.

Что же имеется в виду под «новыми технологиями»? Это ранее используемые методы, но только в модернизированной форме. Давайте рассмотрим один способ для наиболее эффективной нефтеотдачи – ПАВ-заводнение.

Одним из важных факторов увеличения нефтеотдачи пластов является повышение коэффициента охвата пластов с использованием методов, направленных на фильтрацию воды в непромытых зонах продуктивного пласта. Именно в этом направлении применяют технологии ПАВ-заводнения.

В статье мы рассмотрим комплексное ПАВ-воздействие, при котором анионоактивные поверхностно-активные вещества находят свое применение в случаях низкой степени адсорбции, высокой устойчивости к действию солей и термостабильности. Заводнение с использованием комплексного раствора – это более совершенная технология повышения нефтеотдачи пласта по сравнению с обычным заводнением. Здесь используются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение, и вещества, повышающие подвижность нефти. Эти вещества закачиваются в пласт через сеть нагнетательных скважин уже после проведения обычного заводнения. ПАВ уменьшают капиллярные силы, удерживающие нефть в мелких порах породы при заводнении, а полимер повышает охват заводнения и эффективность вытеснения нефти. При этом общее количество добываемых флюидов остается на прежнем уровне, однако уменьшается количество добываемой воды и увеличивается количество нефти.

Применение данного метода может происходить при определенных требованиях. Для нагнетания разработанного состава в скважину необходимо, чтобы у выбранной скважины рабочая площадка удовлетворяла требованиям безопасности и обеспечивала

размещение специальной техники и необходимого оборудования как для проведения обработки, так и для исследований скважины; в комплексе ГИС обязательно должны присутствовать позволяющие построить профиль притока скважины; необходимо обеспечить разобщение пластов, лежащих выше и ниже эксплуатируемого; необходимо подготовить все наземное и подземное оборудование, а также водоводы к запуску нагнетательных скважин и закачке воды, а также отпрессовать все оборудование на давление, которое в 1,5 раза превышает рабочее. Прежде чем проводить обработку скважин, нужно прошаблонировать насосно-компрессорную трубу и эксплуатационную колонну, отбить забой скважины, провести комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для уточнения параметров работы скважины и оценить качество пласта, провести контрольные замеры работы скважины (дебита, линейного давления, произвести отбор нескольких проб жидкости), доставить на скважину необходимое количество реагентов, продавочную жидкость для заполнения ствола скважины и продавки состава в пласт, оборудование и агрегаты, необходимые для осуществления процесса.

Перспективная технология способна продлить существование многих месторождений России и повысить эффективность недропользования. Многие крупные нефтяные компании делают большие ставки на данный вид заводнения и уделяют ему особое внимание. Так, в 2021 году НТЦ «НОРКЕМ» и «Газпром нефть» подписали соглашение о сотрудничестве по выходу на практическое применение технологии ПАВ-полимерного заводнения на одном из месторождений нефтяной компании. Также в ПАО «Роснефть» в процессе добычи нефти среди большого выбора известных методов применяют в основном ПАВ-полимерное заводнение, особенно для месторождений с высоковязкими нефтями. В целом статистика показывает, что в период с 2010 по 2021 год было отобрано 76 патентов, относящихся к теме «Повышение нефтеотдачи пластов применением технологии ПАВ-полимерного заводнения». Метод применяется на таких крупных месторождениях, как Ромашкинское, Чинарево, Белый Тигр и др.

Как и у любой интенсификации добычи нефти, у ПАВ есть свои минусы. Самый большой недостаток метода заводнения малоцентрированными растворами ПАВ заключается в большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе.

Он ставит под сомнение их применение с целью повышения вытесняющей способности воды. Другие недостатки применения водорастворимых ПАВ также усложняют или ограничивают их применение. К ним относятся слабая биоразлагаемость неионогенных ПАВ и повышенная способность загрязнения окружающей среды, высокая чувствительность к качеству воды – содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей.

Эти недостатки подталкивают к ежегодному совершенствованию продукции как в России, так и за рубежом. Возможность эффективного применения метода для повышения нефтеотдачи пластов связывают в настоящее время с созданием на их основе композиций с необходимым комплексом свойств, подбираемым к конкретным геолого-физическим условиям месторождений.

Перечислим направления поиска сегодняшнего дня в России: сочетание водорастворимых ПАВ в составах со щелочами, щелочными буферными компонентами, кислотами, осадкообразованиями, подбор к условиям конкретных месторождений составов из двух или нескольких ПАВ с целью достижения оптимального гидрофильно-липофильного баланса, обеспечивающего значительное понижение поверхностных и капиллярных сил

в системе «нефть – вода – порода» и образование подвижного водонефтяного вала.

За рубежом тоже интенсивно ведутся исследования по созданию высокоэффективных ПАВ. Наибольшие надежды связываются в настоящее время с созданием ПАВ, совмещающих в себе высокую поверхностную активность и высокую совместимость с пластовыми водами. Такие ПАВ содержат в составе молекулы различные функциональные группы, как, например, оксиэтиленовые цепи или сульфонатные группы. Варьируя длину оксиэтиленовых цепей и степень превращения исходного неионогенного продукта в анионный, можно регулировать их свойства применительно к условиям конкретных месторождений.

В последние годы происходит снижение проектного значения нефтеотдачи. Поэтому одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение модернизированных интенсификаций нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно. К таким методам относится ПАВ-заводнение, масштабное промышленное применение которого позволяет продлить рентабельную эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Халимов Э.М. Технология повышения нефтеотдачи пластов. – М: Недра, 1984. – 272 с.
2. Вережников В.Н., Гермашева И.И., Крысин М.Ю. Коллоидная химия поверхностно-активных веществ: учеб.-метод. пособие. – Лань, 2015. – 672 с.
3. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие // Научно-технический вестник ОАО «НК-Роснефть». – 2011. – С. 16–24.

Проектирование кислотного воздействия для высокотемпературных газовых пластов ачимовской свиты

А.Р. Хатмуллин, А.Е. Фоломеев, Т.Р. Габидуллин, И.М. Арсланова, Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»

Стимуляция терригенных коллекторов представляет собой сложную задачу из-за наличия множества переменных, влияющих на эффективность мероприятия. К ним относятся параметры дизайна воздействия: тип кислот, их концентрация, объем, время выдержки, этапы и скорость закачки, в связи с чем необходимо учитывать следующие геолого-физические характеристики объекта: минералогический состав, физико-химические свойства насыщающих флюидов, тип и содержание глин, виды кольматантов, глубину повреждения, пластовую температуру и давление, неоднородность и фильтрационно-емкостные свойства [1].

Объект исследований – ачимовские отложения – характеризуются низкой проницаемостью (менее $1,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²), высокими пластовой температурой (до 113 °С) и расчлененностью (до 21 ед.), а также сложным минералогическим составом глинистых пород аркозового типа. Применение традиционных высококонцентрированных минеральных кислот, способных реагировать с многочисленными минералами породы, в рассматриваемых условиях может привести к суффозии глинистой фракции, образованию нерастворимых продуктов реакции и последующей кольматации матрицы [2]. В связи с этими целями работы являлись подбор оптимальной технологии воздействия

и рецептуры кислотного состава для очистки призабойной зоны пласта от различных кольматантов.

Для выбора оптимальной технологии воздействия проведен обзор мирового опыта применения технологий ОПЗ газовых скважин в схожих условиях. Определены критерии применимости реагентов и разработана матрица применимости кислот и добавок для кислотных составов (КС). Рассмотрены варианты замены минеральных кислот на органические, фосфоновые, а также кислотогенерирующие

агенты – сложные эфиры, фториды аммония и другие. Определены перспективные рецептуры КС и вспомогательные реагенты.

По результатам физико-химических и фильтрационных исследований установлена оптимальная рецептура буферной жидкости и КС на основе органических кислот. Определен оптимальный тип модификаторов, совместимых с кислотной основой. Планируется проведение опытно-промышленных испытаний для подтверждения эффективности разработанных решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по кислотным обработкам нефтяных, газовых и нагнетательных скважин / Б.Г. Логинов, Ш.С. Гарифуллин. – Уфа: БашНИПИнефть, 1970. – 305 с.
2. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора / Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, М.Д. Пахомов, З.Р. Давлетов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 31–36.

«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.

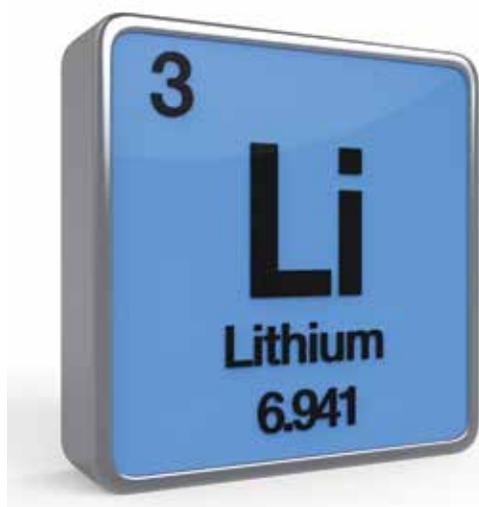
Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные 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 стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

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



Реклама



Химический элемент Li

СТРАСТИ ПО ЛИТИЮ

«Литий (Lithium, Li) – химический элемент 1-й группы второго периода периодической системы химических элементов Д.И. Менделеева, с атомным номером 3. Как простое вещество литий – это очень легкий (обладает наименьшей плотностью среди всех металлов), мягкий щелочной металл серебристо-белого цвета».

«Википедия»

Человечеству известно о существовании лития с 1817 года, когда это вещество было открыто шведским минералогом Юханом Августом Арфведсоном. Металлический литий впервые был добыт в 1818-м британским химиком сэром Гемфри Дэви. Название химического элемента происходит от древнегреческого λίθος – «камень» (из-за того что первоначально был обнаружен в минералах петалите, лепидолите, сподумене). Промышленному использованию лития чуть меньше 100 лет. В 1923 году его первая промышленная добыча составила всего 46 тонн. Но за столетие области применения лития несколько раз менялись. Он использовался для производства огнестойкого стекла и керамики, смазок для авиационных двигателей, в атомной промышленности.

Первые химические накопители электроэнергии (аккумуляторы) изобрели более 200 лет назад, но прорыв в их применении случился относительно недавно. В начале 1970-х Майкл Уиттингем впервые продемонстрировал возможность создания литиевых аккумуляторов, в которых происходило обратимое движение ионов лития между катодом и анодом, а не химическое разрушение последних, как в других химических элементах питания. В 1980-е Джон Гуденаф подобрал улучшенный материал для катода с кобальтом, повысивший напряжение аккумулятора. А современный вариант литий-ионного аккумулятора с анодом из графита и катодом из кобальтата лития создал Акира Ёсино. Первый литий-ионный аккумулятор по его патенту выпустила корпорация Sony в 1991 году.

В 2019 году Уиттингем, Гуденаф и Ёсино получили Нобелевскую премию по химии с формулировкой «За создание литий-ионных батарей» в полном соответствии с завещанием Нобеля, призвавшего вручать премии не только

за выдающиеся научные исследования, но и за революционные изобретения, приносящие наибольшую пользу человечеству.

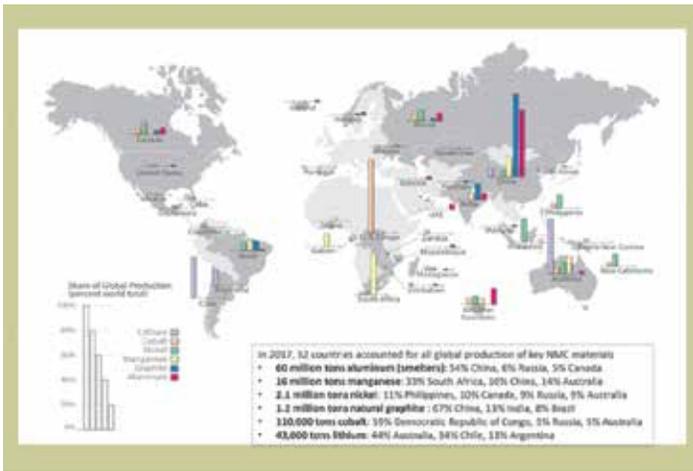
Литий-ионные аккумуляторы действительно совершили революцию в накоплении энергии. Легкие и компактные, они в разы превышают традиционные (свинцово-кислотные) аккумуляторы по запасаемой энергии на единицу массы, обладают большой длительностью работы и числом циклов зарядки, у них практически отсутствует эффект памяти. При этом развитие технологии литий-ионных аккумуляторов и улучшение их свойств активно продолжается.

Когда мы говорим о литии, то на ум в первую очередь приходят именно литий-ионные батареи – маленькие и большие, используемые в смартфонах и автомобилях... Львиная доля добываемого лития уходит на нужды производителей аккумуляторов. Тем не менее этот металл применяется и в других сферах. Вот в каких долях и в каком виде используется литий мировыми производствами: стекло

В 2019 году Уиттингем, Гуденаф и Ёсино получили Нобелевскую премию по химии с формулировкой «За создание литий-ионных батарей».



Литий



Запасы лития (по странам)

и керамика – 29%, литий-ионные аккумуляторы – 27%, смазочные материалы – 12%, разливка стали – 5%, регенерация кислорода – 4%, полимеры – 3%, производство алюминия – 2%, фармацевтика – 2%, иные цели – 16%. Согласно другому источнику: 40% – литий-ионные аккумуляторы, 26% – керамические изделия, 13% – смазочные материалы, 7% – металлургия, 4% – охлаждающие установки, 3% – полимеры и медицина.

Но главное, конечно, батареи. Особенно если вектор направлен на развитие безуглеродных технологий в энергетике. Создание накопителей энергии для поддержки возобновляемой энергетики составляет важную часть решения проблемы ухода человечества от сжигаемых топлив. При этом энергопереход требует не только новых технологий, но и новых материалов. На смену углеводородам приходят новые ресурсы. Один из главных среди них – именно литий, который уже называют нефтью XXI века. Фактически переход человечества к зеленой энергетике зависит от доступа к литию, который

Энергопереход требует не только новых технологий, но и новых материалов.

Переход человечества к зеленой энергетике зависит от доступа к литию, который становится стратегически важным металлом для всего мира.

становится стратегически важным металлом для всего мира.

Установлено, что содержание лития в верхней материковой коре доходит до 21 г/т, а в морских и океанских водах – до 0,17 мг/л. Однако стран, где возможна добыча лития, не так много.

Крупнейшее месторождение, так называемый Литиевый треугольник в Латинской Америке, охватывает сразу три государства – Аргентину, Боливию и Чили. Здесь сосредоточена львиная доля глобальных запасов металла, притом две

трети из них обнаружены на территории Боливии. На территории крупнейшего в мире солончака Уюни площадью 10 500 кв. км сконцентрировано от 50 до 70% мировых разведанных запасов лития (более 100 млн тонн).

Оценка и статистика по литию осложняются тем, что каждый из источников предоставляет свои данные, которые разнятся между собой.



Литийсодержащая руда



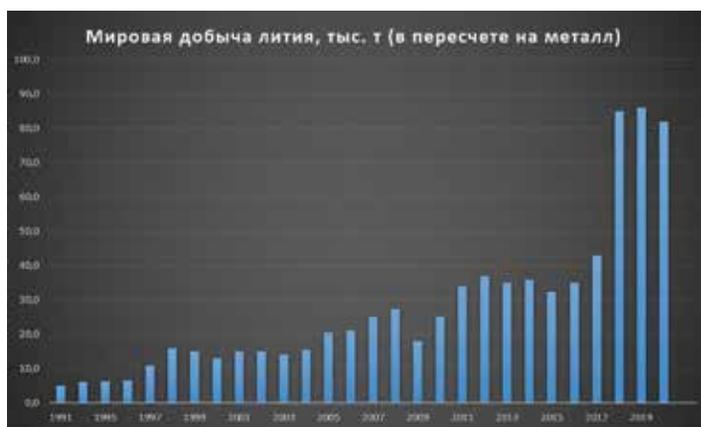
Таким образом, в сумме планета может располагать объемами лития от 11 400 000 до 39 300 000 тонн.

В 2021 году USGS (работа Геологической службы Соединенных Штатов) выпустила собственный отчет по мировым запасам лития:

- Боливия – 21 млн тонн.
- Аргентина – 19,3 млн тонн.
- Чили – 9,6 млн тонн.
- Австралия – 6,4 млн тонн.
- Китай – 5,1 млн тонн.
- Конго – 3 млн тонн.
- Канада – 2,9 млн тонн.
- Россия – 1 млн тонн.
- Всего же в мире, по данным США, 86 млн тонн

доказанных запасов лития.

В Российской Федерации более половины литиевых запасов сосредоточены в Мурманской области. Относительно крупные месторождения разведаны на юге, в Дагестане – это Южно-Сухокумское (где объемы добычи и производства теоретически могут достигать до 5000–6000 тонн/год), Берикейское и Тарумовское. Также месторождения лития разведаны на территории Якутии и Восточной Сибири. Российские запасы лития на 16 месторождениях оцениваются в 1–1,5 млн тонн. Это около 5% мировых запасов. При этом до недавнего времени



Мировая добыча лития

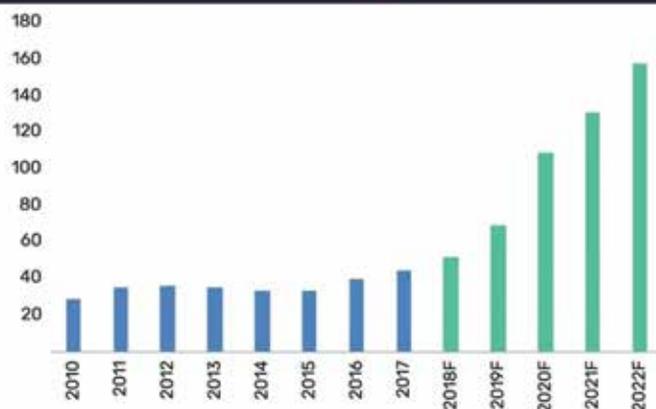
Россия литий активно не добывала, предпочитая затратной добыче более дешевый импорт (до 1500 тонн лития ежегодно). В СССР первый литиевый рудник заработал еще в 1942 году на Завитинском пегматитовом месторождении, которое разрабатывалось Забайкальским ГОКом. Однако в 1990-е месторождение было законсервировано, сначала потеряв госзаказ, а затем не выдержав конкуренции с южноамериканскими производителями. Красноярский химико-металлургический завод, который в советское время выпускал гидроксид лития из сырья с Завитинского месторождения, с 1998 года работает на импортном сырье. Надеемся, что в новых геополитических условиях эта тенденция изменится.

Интерес к литию проявляет, в частности, углеводородная отрасль. У «Газпрома» и ИНК (Иркутская нефтяная компания) есть проекты по извлечению лития из попутных гидроминеральных рассолов на газовых и нефтяных месторождениях в Иркутской области.

Оценка и статистика по литию осложняются тем, что каждый из источников предоставляет свои данные, которые разнятся между собой.

Всего в мире 86 млн тонн доказанных запасов лития.

Global lithium production (kt), 2010–2022 GlobalData.



Общемировое потребление лития

Проведены НИОКР, даже получены первые партии сырья, но других подробностей пока не сообщается. Холдинг «Атомредметзолото», который входит в структуру «Росатома», сейчас рассматривает варианты по вложению до 50 млрд рублей в проекты добычи лития как в России (Мурманская и Иркутская области), так и за рубежом (Южная Америка, Африка).

С 2017 года в МИСИС разрабатывается технология извлечения лития из отходов производств, в том числе Завитинского месторождения. В случае успешного внедрения ожидается, что из 20 млн тонн отходов можно будет извлечь до 40 тыс. тонн карбоната лития. Проект ведется в сотрудничестве дочерних компаний «Русала» и «Росатома».

За рубежом через уранодобывающий холдинг Uranium One «Росатом» уже несколько лет ищет варианты вхождения в литиевые проекты в Аргентине, Чили, Боливии, а также в Нигерии. В сентябре 2020 года генеральный директор АО «Техснабэкспорт» Сергей Полгородник в интервью газете «Страна Росатом» сообщил, что цель «Росатома» – с 2023 года начать производство лития из рудного сырья, а к 2025 году – из гидроминерального сырья (рассолы). К 2025 году планируется занять 3,5% мирового рынка лития, а к 2030-му – 9–10%.

Совсем недавно, в 2021 году, крупные запасы литиевых руд были обнаружены на территории Украины, в частности, в Донецкой области, где Шевченковское месторождение в Великоновоселковском районе располагает объемом 14 млн тонн. Есть литий и в Кировоградской области. Общие объемы украинских запасов оцениваются приблизительно в 500 тыс. тонн. С учетом этого Украина могла бы стать стратегическим игроком на литиевом рынке, способным влиять на темпы

реализации европейских (и даже американских) программ по переходу к чистой энергетике. В этой связи генерал-майор Владимир Овчинский опубликовал в журнале «Изборский клуб» статью «Литий и смерть», вполне себе конспирологическую. Впрочем, процитируем: «Украина является одной из самых богатых европейских стран, когда речь идет о запасах редкоземельных металлов и лития, стоимость этих месторождений оценивается в диапазоне от 3 до 11,5 трлн долларов. Если нефть из-за ее значимости традиционно называют «черным золотом», то литий, по оценкам мировых экспертов, становится «белым золотом» этого столетия... В ядерной энергетике и атомной технике при его помощи получают радиоактивный изотоп водорода – тритий, львиная доля лития уходит на производство литий-ионных аккумуляторов... В Украине

Российские запасы лития на 16 месторождениях оцениваются в 1–1,5 млн тонн. Это около 5% мировых запасов.

Совсем недавно, в 2021 году, крупные запасы литиевых руд были обнаружены на территории Украины.

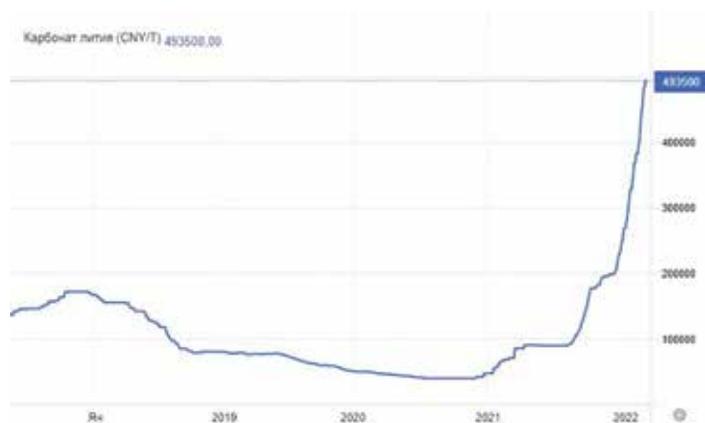


График цен карбоната лития, CNY/T. Источник: Lithium – 2022 Data – 2017-2021

запасы литиевых руд категории C1 только в месторождении Шевченковское в Донецкой области составляют 5,67 млн тонн, а категории C2 – более 8 млн тонн... Прогнозные объемы запасов лития в России – 1 млн тонн... Теперь настала пора американских войн за «белое золото». СВО, помимо других целей, предотвратила прямую захват залежей лития на Украине. Цена вопроса предельно высокая». Примем к сведению мнение генерала и продолжим наш рассказ.

Литий – ключевой ресурс зеленого перехода, от которого зависит скачок мировой экономики от двигателей внутреннего сгорания к электромобилям, использующим литий-

ионные аккумуляторы. Согласно прогнозам экспертов, общемировое потребление лития к 2025 году составит не менее 200 000 тонн.

В 1991 году, когда Sony выпустила на рынок первый литий-ионный аккумулятор, мировые объемы потребления легкого металла составляли около 5000 тонн. С бумом бытовой электроники рост потребления лития для аккумуляторов вырос. Но лишь спустя четверть века, в 2015 году, по данным геологической службы США, литий-ионные аккумуляторы стали основным сегментом использования лития, превысив 35% от его мирового потребления. А с 2017-го основной объем аккумуляторов приходится на электромобили.

В 2020 году уже 71% мирового потребления лития приходится на рынок литий-ионных аккумуляторов. В абсолютных цифрах объемы добычи лития выросли с 5000 тонн в 1991 году до более чем 85 000 в 2020 году.

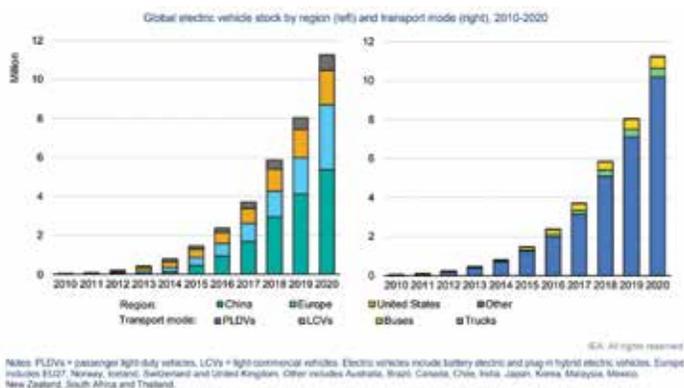
В настоящее время большая часть добываемого в мире лития уходит уже на производство литий-ионных аккумуляторов. На производство одной батареи для Tesla Model S требуется 63 кг этого металла с 99,5% чистоты.

Корпорация Tesla, являющаяся крупнейшим в мире потребителем лития, строит амбициозные планы по выпуску 500 000 электромобилей в год, но для этого необходимо контролировать все мировые запасы этого металла. Пока же Tesla получила исключительное право на добычу металла в штате Невада, США. Илон Маск заявил, что его компания получила доступ примерно к 10 тыс. акров богатых литием залежей глины в Неваде.

Цена на литий с 1998 года увеличилась в 1000 раз. Объем глобального рынка металла оценивается в 2,7 млрд долларов. Суммарные темпы роста литиевого рынка в 2021-2022 годах составляли от 14,8 до 26%. В течение всего 2022 года цены на литий держались стабильно высокими.

Карбонат лития (один из основных видов литийсодержащего сырья) в 2022 году стоил 70 000 долларов за тонну, тогда как в позапрошлом году максимальная цена составила 13 000 долларов. Причиной увеличения стоимости является огромный спрос со стороны производителей литий-ионных батарей. Сейчас карбонат лития торгуется примерно по 78 000 долларов за тонну. Скорее всего, цена и дальше будет расти.

Общемировое потребление лития к 2025 году составит не менее 200 000 тонн.



Мировой рынок электротранспорта по регионам (слева) и по типам транспорта (справа)

Последний скачок произошел после того, как представитель крупнейшего в мире производителя литиевых аккумуляторов Contemporary Amperex Technology Company сообщил правящей партии Китая о нехватке ресурсов для производства. Параллельно с дефицитом лития отмечается тенденция к увеличению расходов на технологическую инфраструктуру майнеров.

Мировые поставки лития в значительной степени зависят от результатов добычи в Австралии, Чили и Конго. Поэтому любые новости, которые ставят под сомнение стабильность продолжения разработки литиевых рудников в этих регионах, могут значительно повлиять на ценообразование дефицитного сырья.

Основным драйвером потребления литий-ионных аккумуляторов в последнее десятилетие стало растущее производство электромобилей. В 2010 году их было всего около 100 тыс. штук, но за 10 лет их количество на дорогах выросло в 100 раз.

В 2020 году продажи легковых электромобилей во всем мире уже превысили 3 млн, что составило около

В настоящее время большая часть добываемого в мире лития уходит уже на производство литий-ионных аккумуляторов. На производство одной батареи для Tesla Model S требуется 63 кг этого металла с 99,5% чистоты.

Основным драйвером потребления литий-ионных аккумуляторов в последнее десятилетие стало растущее производство электромобилей.

4,6% их мировых автопродаж. А общий мировой автопарк легковых электромобилей превысил 10 млн. Кстати, машин Tesla из них всего 2 млн.

Правительства США и Европы вводят льготные программы и стимулируют спрос населения на электромобили, снижающие вредные выбросы. Электрокары становятся все более дешевой альтернативой на фоне роста цен на бензин. За последние два года практически все мировые топ-производители автомобилей заявили о полном

переходе на производство электромобилей до 2030 года, с планами полного отказа от бензиновых двигателей внутреннего сгорания. На азиатском рынке появилось большое количество китайских производителей электромобилей, которые начинают экспансию продаж на глобальном рынке.

Электрификация разных сегментов транспорта идет неравномерно. Если среди грузовиков доля электромобилей в продажах пока около 1%, то в сегменте

автобусов она уже достигает почти 40%. Почти половина мирового парка электрического автотранспорта находится в Китае.

Мировой рынок легковых электромобилей в 2020 году превысил 120 млрд долларов. Но, как ни удивительно, заправляет на нем не славная Tesla, а в основном китайские производители, к которым подбираются переориентирующиеся мировые автогиганты.

В 2023 году массовое

производство электромобилей стартует на предприятиях Mercedes, BMW, Toyota, Ford, Audi, Porsche, Volvo, Hyundai, Honda. По подсчетам экспертов, эти компании будут производить около 15 млн электрокаров ежегодно, на что потребуется около 100 000 тонн лития в год.

Мировой парк электромобилей к 2030 году вырастет минимум в 15 раз и достигнет в зависимости от сценария развития от 145 млн до 245 млн единиц, или 7–13% всего автопарка.

По прогнозу BNEF, уже к 2035 году доля электромобилей в продажах новых авто в среднем по миру достигнет 50% даже без специальных мер по стимулированию. В Европе в 2022 году этот показатель подбирался к 20%.

Темпы электрификации транспорта будут



Электробус КАМАЗ-6282

нарастать. Более 20 стран и 70 городов уже объявили о планах поэтапного отказа в ближайшем десятилетии от транспорта с двигателями внутреннего сгорания. В случае сохранения текущих темпов развития, согласно прогнозам Международного энергетического агентства, к 2030 году продажи электромобилей в мире достигнут 20 млн единиц в год, а к 2040 году – 30 млн. При этом потребность в электроэнергии для автотранспорта вырастет почти до 1000 ТВт·ч в год в 2030-м, а к 2050-му вырастет еще в 5–8 раз. В Европе, где доля электротранспорта ожидается наиболее высокой, на него через 10 лет будет уходить до 6% электроэнергии. По оценкам Bloomberg NEF, если весь транспорт к 2050 году будет электрифицирован, это приведет к росту потребления электроэнергии на 25%. Но с учетом тренда на электрификацию в мире и без того ожидается утроение (по прогнозам IRENA) потребления электроэнергии по сравнению с сегодняшним уровнем.

В России самый массовый и пока практически единственный серийно выпускаемый вид электротранспорта – электробусы, которые выпускают КамАЗ и ЛиАЗ. В Москве работают уже 750 электробусов, к 2024 году их количество планируется довести до 2200 штук (1/3 от общего числа автобусов), а к 2030 году планируется заменить на электробусы все автобусы столицы. Параллельно этот опыт планируют распространять и на другие крупные города.

Емкость батарей наиболее популярной модели КАМАЗ-6282 – 80 кВт·ч, а сами аккумуляторы – японского производства. Но не исключено, что с пуском калининградской мегафабрики степень локализации отечественных электробусов повысится и они перейдут на российско-корейские аккумуляторы. В 2021 году дочерняя структура «Росатома» (ООО «Ренера») купила 49% южнокорейского производителя литий-ионных батарей Enertech International Inc. И недавно были озвучены планы по строительству в Калининградской области, на площадке

В 2023 году массовое производство электромобилей стартует на предприятиях Mercedes, BMW, Toyota, Ford, Audi, Porsche, Volvo, Hyundai, Honda. По подсчетам экспертов, эти компании будут производить около 15 млн электрокаров ежегодно, на что потребуется около 100 000 тонн лития в год.

К 2030 году продажи электромобилей в мире достигнут 20 млн единиц в год, а к 2040 году – 30 млн.

Общемировое потребление лития к 2025 году составит не менее 200 000 тонн этого металла.

законсервированной Балтийской АЭС, совместного завода по производству литий-ионных ячеек и аккумуляторов. Завод должен заработать к 2026 году, а его мощность составит не менее 3 ГВт·ч в год, с возможностью расширения до 12 ГВт·ч в год.

Но ведь не электромобилями едиными. В ходу уже миллиарды экземпляров разной техники с аккумуляторами – смартфонов, ноутбуков, планшетов и т. п.

Они маленькие, да, но и для них необходимо много лития. Правда,

гораздо меньше, чем для батарей электромобилей – на производство батарей для мобильных

устройств уходит несколько процентов общемирового производства лития. В 2017 году Apple использовала всего 0,58% от общемировых объемов добычи этого металла.

Но есть и другие батареи. Та же Tesla разрабатывает и реализует огромные аккумуляторные системы, которые служат для нивелирования скачков потребления энергии в пиковые часы.

В крупном аккумуляторе содержится не менее тонны чистейшего лития. Пока что производство таких систем не слишком масштабное, но спустя время всё может измениться.

Конкуренция на мировом литиевом рынке происходит по четырем признакам: качество материала, стабильность поставок, богатство ассортимента и наличие полезных закупщикам дополнительных услуг.

В настоящее время электромобили стоят дорого, и основная причина этого – стоимость аккумуляторных батарей. При этом стоимость самого лития в батарее не превышает нескольких процентов. Но если еще пять лет назад эта

стоимость аккумуляторной батареи составляла в итоговой стоимости среднего электромобиля почти 57%, то в настоящий момент, по оценкам BNEF, она опустилась до рекордных 21%. Внедрение новых технологий способно еще более уменьшить этот показатель.

За счет роста производства и внедрения новых технологий стоимость литий-ионных батарей за 30 лет упала почти в 50 раз. С более чем 7500 долларов за кВт·ч в 1991 году до 137 долларов за кВт·ч в 2020-м.

По оценкам экспертов Bloomberg, ожидается, что ценовая отметка аккумуляторов в 100 долларов за кВт·ч, при которой может быть достигнут ценовой паритет электромобилей

с сопоставимыми бензиновыми автомобилями, будет преодолена в ближайшие 2–3 года. И даже колебания цен на рынке сырья не смогут существенно отсрочить эту планку более чем на пару лет.

Мировой рынок литий-ионных аккумуляторов в настоящее время составляет около 45 млрд долларов. Он в основном сосредоточен в Китае и Южной Корее. На 2021 год всего шесть компаний, китайские BYD, CATL и SK Innovation и южнокорейские LG Energy Solution, Panasonic и Samsung SDI, занимали 89% рынка производства литий-ионных элементов и батарей для электромобилей.

В недалеком будущем понадобится производить гораздо больше литиевых батарей, чем сейчас. Эффективность существующих литий-ионных батарей в ближайшие пять лет может вырасти на 20–30%, однако это предел, далее необходимо придумывать что-то новое. При этом основным критерием должна быть безопасность, а

Ценовая отметка аккумуляторов в 100 долларов за кВт·ч, при которой может быть достигнут ценовой паритет электромобилей с сопоставимыми бензиновыми автомобилями, будет преодолена в ближайшие 2–3 года.

не удешевление. В средне- и краткосрочной перспективе (т. е. 5–10 лет) наибольшие надежды эксперты возлагают на твердотельные литий-ионные батареи. Они уже существуют, но пока не превышают размером монету и используются в основном для обеспечения резервного питания в электрических цепях. Настоятельно необходима технология увеличения размера таких батарей и снижения их

стоимости. С течением времени также будет найден способ уменьшить количество лития в батареях. Исследования на эту тему ведутся уже сейчас.

Литий – это действительно новая нефть. Но, как и с традиционными углеводородами, основное преимущество экономике дает не только и не столько наличие ресурса, сколько знания и специалисты, позволяющие получать в новом литиевом мире высокотехнологичную продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Тем временем

В 2022 году на Московском заводе полиметаллов начали серийно изготавливать литий-ионные батареи для электротранспорта и систем накопления энергии. «Мощность будущего сборочного производства по сравнению с текущим вырастет в 10 раз – до 150 МВт·ч в год. Новые технические возможности помогут увеличить объем производства продукции и гарантированно обеспечить партнеров литий-ионными аккумуляторами», – заявил агентству ТАСС Александр Камашев, генеральный директор компании «Рэнера» (входит в топливную компанию «Росатома» ТВЭЛ). «На площадке из базовых элементов – аккумуляторных ячеек будет производиться энергетический модуль. Модуль – это целостное решение, с ячейками, системами снятия информации, элементами системы охлаждения, упакованное в единый пластиковый корпус. Дальше уже собираем батарею, которая представляет собой набор из модулей-кирпичиков», – пояснил Камашев. Батареи, по его словам, будут производиться на участке площадью 800 кв. м. Сейчас на промплощадке Московского завода полиметаллов действует опытно-промышленный участок сборки литий-ионных тяговых аккумуляторов для электромобилей, троллейбусов с автономным ходом, карьерных самосвалов, горно-шахтной техники, а также систем накопления энергии. Строительство первого российского завода, где производят литий-ионные батареи, началось в октябре рядом со стройплощадкой Балтийской атомной электростанции. С 2025 года он будет обеспечивать аккумуляторами до 50 тыс. электромобилей в год.

В Ростове-на-Дону будут производить ноутбуки и литий-ионные батареи к ним. Об этом заявил гендиректор Агентства инвестиционного развития Ростовской области Игорь Бураков. Производство наладит российская группа компаний OPTION. «Производство ноутбуков – новый проект с инвестициями до 2,5 млрд рублей, растущий на базе компетенций и разработок компании. Для его запуска потребуется примерно вдвое увеличить имеющиеся у OPTION в Ростове-на-Дону производственные площади. Компания выбрала площадку в западной промзоне города, где уже в 2023 году планируется построить завод по выпуску ноутбуков. Планируемая мощность – 50 тыс. ноутбуков в год с потенциалом роста до 100 тыс. в зависимости от ситуации на рынке», – отметил Бураков. Чтобы не зависеть от импорта, в рамках проекта по выпуску ноутбуков OPTION создаст в Ростове-на-Дону еще и собственное производство, где будет изготавливать литий-ионные батареи для ноутбуков – первое в России. Сейчас в России батареи этого типа выпускают только для автопрома и бесперебойных блоков питания. ☉

Организаторы:

ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ

ASSOCIATION OF THE YUGRA
UNION OF TECHNOLOGICAL
AND ENERGY



ЮГОРСКИЙ
УНИОН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ



Техническая поддержка:

EXPROTECH



 vk.com/sngexpo

 t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2023**



XXVIII INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2023**

**27-29
СЕНТЯБРЯ**

 г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

#приемзаявок #СНГ #СургутНефтьГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе
#ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальном сайте: **www.sngexpo.ru**

Реклама

Технические категории конференции:

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование кернового материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

Срок подачи рефератов: 9 марта 2023 г.



РОССИЙСКАЯ
ОТРАСЛЕВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
(РОЭК)

3-5 октября 2023
ЦМТ, Москва

www.geomodel.ru/roek

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

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



ICOTA
РОССИЯ



Контактная информация

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

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**

Реклама

www.icota-russia.ru



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

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой 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



Распространение журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и отраслевые мероприятия

ВК № 1/83, март-2023

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
Рассылка электронной версии журнала руководителям и техническим специалистам нефтегазовых компаний, компаний нефтегазового сервиса и компаний – производителей нефтегазового оборудования	март-апрель – 2023	Россия, Казахстан, Азербайджан, Туркменистан, Беларусь
22-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» «Нефтегаз-2023»	24-27.04.2023	Россия, Москва
Национальный нефтегазовый форум – 2023	25-27.04.2023	Россия, Москва
Технический форум «ГРП-2023: Технологии внутрискважинных работ, ГРП и ГНКТ»	24-25.05.2023	Россия, Москва
X Международная (XVIII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»	29.06.2023	Россия, Москва
28-я Международная специализированная технологическая выставка «Сургут. Нефть и газ – 2023»	27-29.09.2023	Россия, Сургут
Российская отраслевая энергетическая конференция	03-05.10.2023	Россия, Москва
12-й Петербургский международный газовый форум (ПМГФ-2023)	03-06.10.2023	Россия, Санкт-Петербург
24-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	16-17.11.2023	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

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Сандро Боттичелли «Весна»

Иван Пирч – директор ООО «Время колтюбинга»;
Никита Мамонтов – заместитель директора ООО «Время колтюбинга»
(mamontov@cttimes.org).

Редакция: **Рон Кларк** – почетный редактор (rc@cttimes.org);
Галина Булыка – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);
Григорий Фомичев, Христина Булыко, Светлана Лысенко – переводчики;
Наталья Михеева – выпускающий редактор;
Марина Куликовская – маркетинг и реклама (advert@cttimes.org);
Людмила Гончарова – дизайн и компьютерная верстка;

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Ivan Pirch – Director of Coiled Tubing Times LLC;
Nikita Mamontov – Deputy Director of Coiled Tubing Times LLC
(mamontov@cttimes.org).

Editorial Board: **Ron Clarke** – Honorary editor (rc@cttimes.org);
Halina Bulyka – Editor-in-chief (halina.bulyka@cttimes.org);
Gregory Fomichev, Christina Bulyko, Svetlana Lysenko – translators;
Natalia 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.

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

Январь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Февраль						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

Март						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Апрель						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

Май						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Июнь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

Июль						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Август						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Сентябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

Октябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Ноябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

Декабрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31



УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ

20+
ЛЕТ

20 лет опыта
проектирования
и производства



комплексные
решения



УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ



автоматизированное
управление



подтвержденное
качество



УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ КРИОГЕННЫЕ