

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (077), Сентябрь/September 2021

Время колтюбинга / Coiled Tubing Times 3 (077)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ГРУППЫ ФИД
И РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

ЭФФЕКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ
ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

EFFECTIVE WELL DIAGNOSTICS FOR OPTIMIZATION
OF FIELD DEVELOPMENT

ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГНКТ
ОТ СЗАО «НОВИНКА»

«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕВЕРА»: МЫ СТРЕМИМСЯ ИСХОДИТЬ
ИЗ ПОТРЕБНОСТЕЙ ЗАКАЗЧИКА

"NEW TECHNOLOGIES OF THE NORTH": WE GO WITH
THE CUSTOMER'S NEEDS

«МИРРИКО» ВНЕДРЯЕТ В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЖИДКОСТИ ГРП НА ОСНОВЕ ВЯЗКОУПРУГИХ ПАВ

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICOTA (часть 1)

SPE/ICOTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2021
ABSTRACTS (Part 1)



Партнер выпуска – компания ЭСТМ
www.estm-tula.com

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



www.cttimes.org



77

ПРОИЗВОДСТВО

ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Компания ООО «Комгаз» производит мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

- ✓ заказчик оплачивает только стоимость газа;
- ✓ нет капитальных затрат, связанных со строительством установки;
- ✓ конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- ✓ блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- ✓ отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- ✓ эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.



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

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

11–12 ноября 2021 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

November 11–12, 2021,
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:

Е-mail: cttimes@cttimes.org
Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19
www.cttimes.org



РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Р.М. Ахметшин, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;
К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»;
Т. Грин, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
Е.Б. Лапотентова;
В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;
А.М. Овсянкин, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
С.М. Симаков, руководитель направления внутрискважинных работ Управления интегрированных решений по внутрискважинным работам Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);
А.В. Трифонов, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;
Е.Н. Шахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

EDITORIAL BOARD

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

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.
 Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
 The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
 Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Осенний номер нашего журнала традиционно широко распространяется на Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая тоже стала традиционной. Она пройдет в 22-й раз в Москве 11-12 ноября на привычной локации – в «Новотеле» (Москва-Сити). С нетерпением жду нашей с вами встречи и надеюсь, что она состоится в очном формате.

В первые дни августа в Витебске, известном миру по живописным образам, созданным его гениальным уроженцем Марком Шагала, была организована другая знаменательная для высокотехнологичного нефтегазового сервиса конференция с эпитетом «технологическая». Аналитическая группа «Времени колтюбинга» подготовила подробный отчет об этом мероприятии, организованном Группой ФИД и РУП «ПО «Белоруснефть». В его процессе было наглядно показано, какие высокие результаты способен принести симбиоз конструкторской и производственной составляющих. Нефтяники «Белоруснефти» в результате сотрудничества с конструкторами Группы ФИД за последние несколько лет достигли впечатляющих результатов, в частности, в области строительства сложных горизонтальных скважин и освоения трудноизвлекаемых запасов.

В текущем номере мы, как всегда, постарались выдержать рубрикацию. Радостно, что нам удалось взять живое (не интернетное!) интервью у директора интенсивно развивающейся сервисной компании «Новые технологии севера» Ивана Леся. В настоящее время компания занята изготовлением инновационного оборудования для проведения работ по спуску эксплуатационной колонны для бурения, а также готовится к работам, в процессе которых будет совмещен повторный ГРП с радиальным вскрытием пласта на месторождении, сложенном карбонатными породами. Вот такие смелые планы у коллег! Оборудование для радиального вскрытия пласта предоставит СЗАО «Новинка». С широким спектром внутрискважинного инструмента и технологий для ГНКТ, разработанным этим предприятием, вы сможете ознакомиться в рубрике «Оборудование».

В следующем году нашему журналу исполнится 20 лет. Первый номер «Времени колтюбинга» вышел в 2002 году. Тогда издание было призвано знакомить русскоязычных читателей с колтюбинговыми технологиями, еще малораспространенными на территории бывшего СССР. За прошедшие два десятилетия картина изменилась, тематика издания расширилась вслед за преобразованием нефтегазового сервиса, предполагающего все более интегрированные работы: МГРП плюс колтюбинг, ГРП плюс гидropескоструйную перфорацию, рефрак плюс радиальное вскрытие пласта... На начальном этапе становления журнала его название точно отражало предназначение. Несколько лет назад мы робко добавили к «Времени колтюбинга» «Время ГРП», но оказалось, что тематике тесновато и в таком расширении. Поэтому с юбилейного нашего года мы собираемся расширить название до «Время нефтесервиса». Чтобы не потеряться на рынке отраслевых СМИ, мы напишем на обложке также три наших ключевых пароля: «Колтюбинг, ГРП, внутрискважинные работы». Как вам наша идея? Жду ваших размышлений по этому очень важному для нас поводу. Пишите в редакцию по адресу cttimes@cttimes.org

Рон Кларк

EDITORIAL

The autumn issue of our journal is in wide circulation at the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, both the distribution of the journal among the participants and the conference itself having already become a tradition. The conference will be held for the 22nd time on 11-12 November in Moscow, housed as always by Novotel (Moscow City). I am looking forward to seeing you, hopefully in person.

In the early August, Vitebsk, world-famous for the picturesque images created by the genius of Mark Chagall who was born there, became the venue for another conference designated as “technological” and considered to be a significant event for the high-technology oil and gas services. The *Coiled Tubing Times* analytical group has prepared a detailed report on this event organized by FID Group and RUE Belorusneft Production Association. The conference made it clear that the symbiosis of engineering and manufacturing elements may produce top results. The oil workers from Belorusneft, in cooperation with the engineers from FID Group, have achieved impressive performance in the recent years, including in the sphere of construction of the challenging horizontal wells and the development of hard-to-recover reserves.

In the current issue, we have tried to maintain the customary columns. We are happy to have been able to interview face to face (not through Internet!) Ivan Les, the director of the fast-growing service company “New Nord Technologies”. Today, the company is engaged in manufacturing innovative equipment for running production strings and is getting ready for the works to combine repeated hydraulic fracturing and radial drilling at a field composed of carbonate rocks. This is how ambitious our colleagues are! The equipment for radial drilling will be provided by Novinka CJSC. You may find a wide range of intervention tools and coiled tubing technologies produced by this enterprise in our *Equipment* column.

Next year our journal turns 20. The first issue of the *Coiled Tubing Times* was published in 2002. Back then, our goal was to introduce to Russian readers coiled tubing technologies which were not widespread at that time in the former USSR. The picture has changed over the recent two decades, with the subject area of the periodical expanding subsequent to the transformation of the oil and gas services industry, which is intended to involve more integrated activities, including MSHF plus coiled tubing, hydraulic fracturing plus hydrosand-blast perforation, refrac plus radial drilling... At the initial stage of the journal development, its name was representative of its purpose. A few years ago, we took the liberty of adding *Hydraulic Fracturing Times* to the *Coiled Tubing Times*, but even that expansion appeared to be too narrow for our subject area. Therefore, starting from our jubilee year we are planning to be called *Oilfield Services Times*. We also intend to have our three basic passwords, *Coiled Tubing*, *Hydraulic Fracturing and Well Intervention*, published on the cover so as not to get lost at the industry mass media market. What do you think of that? I expect to receive your comments on this important issue. Please, send them to the editors' office at cttimes@cttimes.org

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 8** Дать мощный импульс совместному движению вперед!
Технологическая конференция Группы ФИД и РУП «ПО «Белоруснефть»

ТЕХНОЛОГИИ

- 26** **Е.С. Исабеков, А.В. Воронкевич, Э.К. Рухляда, В.И. Вирт, В.О. Косолапов, В.С. Комаров**
Эффективная диагностика скважин с целью оптимизации разработки месторождений
- 32** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 1)
- 32** Секция 1. Технические решения для внутрискважинных работ

- 38** Секция 2. Сбор и анализ данных при проведении внутрискважинных работ
- 45** Секция 3. Разработка и эксплуатация гибких труб, технические решения

ПРАКТИКА

- 52** Мы стремимся исходить из потребностей заказчика
(Беседа с **И.В. Лесем**, директором ООО «Новые технологии севера»)

ОБОРУДОВАНИЕ

- 60** **С.А. Атрушкевич**
Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

МАТЕРИАЛЫ

- 72** **В.В. Никитин, И.С. Гусев**
Внедрение альтернативных жидкостей ГРП на основе вязкоупругих ПАВ в опытно-промышленные испытания

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

- 74** VIII Международная (XVI Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 80** Реагенты и материалы для проведения ГРП
- 80** Разработка водонефтерастворимых трассеров для контроля профиля притока отдельных стадий многостадийного гидравлического разрыва пласта
- 81** Разработка и исследование жидкости для гидравлического разрыва пласта на основе модифицированной вязкоупругой композиции
- 83** Проведение процесса ГРП с использованием жидкости на основе синтетического полимера при низких пластовых температурах

83 Комплексные методы гидроразрыва пласта для увеличения нефтеотдачи пластов из плотных пород

84 Способ модифицирования жидкостей для гидравлического разрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ

85 Новый способ транспортирования проппанта при ГРП

86 Исследование растворимости расклинивающих материалов для ГРП в сухокислотных составах

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

88 Фотографии предоставлены ООО «Койл-Сервис»

PROSPECTS

6 Towards the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

TECHNOLOGIES

26 **E.S. Isabekov, A.V. Voronkevich, E.K. Rukhliada, V.I. Virt, V.O. Kosolapov, V.S. Komarov**
Effective Well Diagnostics for Optimization of Field Development

32 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 1)

32 Session 1. Intervention Solutions

38 Session 2. Data Enhanced Interventions and Diagnostics

45 Session 3. Coiled Tubing and Pipe Development, Applications, and Solutions

PRACTICE

52 We Go with the Customer's Needs
(Interview with **I.V. Les**, director of the "New Technologies of the North")

THE BEAUTY OF OILFIELDS

88 The photos are published by courtesy of Coil-Service LLC

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

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится
11-12 ноября 2021 года в Москве**

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

Площадка проведения: г. Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»).

Структура мероприятия: запланированы **шесть** технических секций.

Их тематика:

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

Торжественный прием.

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

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

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

**The conference will be held
on November 11-12, 2021 in Moscow**

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

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

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

Topics of the sessions:

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

Welcome Reception.

Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English. Simultaneous interpretation will be provided.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas

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

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

Программа технических секций традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Вы можете убедиться в этом, ознакомившись с историей конференции по адресу www.cttimes.org/conf/

На 22-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

Вы не только получите исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и российского нефтегазосервисного рынка, но и встретите новых друзей.

Зарегистрироваться в качестве участника конференции Вы можете по адресу: www.cttimes.org/conf/confreg/

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: cttimes@cttimes.org
Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19
www.cttimes.org

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

services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom-neft, LUKOIL, Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Tatneft, Bashneft, Integra-Services LLC, EWS, BVT-Vostok, Eriell Group, Belorusneft, Packer-Service, Westor Overseas Holding, Frac-Jet Volga, Ural-Design- PNP, Veteran, NOV Fidmash, FID Group, Serva Group, Welltec, RGM, Jereh Group, Borovichskiy Refractory Materials Factory, etc.

Technical sessions program is traditionally focused on the most advanced technologies. You can get detailed information about the history of the conference at www.cttimes.org/conf/

At the 22nd conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

You will not only gain comprehensive information about the most up-to-date technical innovations of the global and Russian oilfield service markets, but also will be able to make new friends.

You can sign up to the conference by filling the online application form at www.cttimes.org/conf/confreg/

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org
Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)
Mobile: +7 (968) 356-34-45
Fax: +7 (499) 788-91-19
www.cttimes.org/en/

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

Дать мощный импульс совместному движению вперед!

Технологическая конференция Группы ФИД и РУП «ПО «Белоруснефть»



Конференция проходила в Витебске 4-5 августа 2021 года и была сфокусирована на прогрессивных технологиях добычи углеводородного сырья.

Группа ФИД, объединяющая белорусские и российские предприятия в целях проектирования, выпуска и поставки инновационного нефтесервисного оборудования и РУП «ПО «Белоруснефть», лидирующее на постсоветском пространстве в области внедрения эффективных технологий повышения нефтеотдачи, давно и тесно сотрудничают. На месторождениях «Белоруснефти» эффективно используется оборудование производства Группы ФИД, предназначенное для производства ГРП, колтюбинговых технологий, включая направленное бурение, а также цементирования скважин, радиального вскрытия пласта и др. Совместная организация технологической конференции стала демонстрацией возможностей, достижение которых происходит при налаживании стратегического сотрудничества между производителем оборудования и нефтесервисной компанией.

В мероприятии приняли участие представители ряда российских компаний, в частности, ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», ООО «ТаграС-РемСервис» предприятия «АктюбинскРемСервис», ООО «ЛениногорскРемСервис», ООО «Альянс Сервис».

Приветственным словом открыли конференцию член Совета Группы ФИД **Дмитрий Грибановский** и начальник управления скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата РУП «ПО «Белоруснефть» **Денис Закружный**.

Денис Закружный отметил, что «наша технологическая конференция в тандеме

неслучайна, потому что в результате сотрудничества за последние несколько лет мы достигли хороших результатов в области строительства сложных горизонтальных скважин и освоения трудноизвлекаемых запасов. Вместе

На месторождениях «Белоруснефти» эффективно используется оборудование производства Группы ФИД, предназначенное для производства ГРП, колтюбинговых технологий, включая направленное бурение, а также цементирования скважин, радиального вскрытия пласта.

с Группой ФИД мы знаем, как нам двигаться дальше, и хотим продемонстрировать то, чего мы достигли, а также задать вектор на будущее. Мы хотим, чтобы наши партнеры и заказчики увидели, что мы готовы решать самые трудные задачи, сдавать под ключ самые сложные объекты на их месторождениях. Я надеюсь, что эта конференция станет традиционной и мы каждый год будем отмечать наши достижения и строить планы на будущее».

«Наша конференция вызвала очень большой интерес, – констатировал Дмитрий Грибановский, – к сожалению,

не все смогли приехать из-за пандемийных ограничений. Поэтому мы организовали онлайн-трансляцию, значительно расширившую аудиторию. В чем эффективность сегодняшнего мероприятия? В том, что синергия нашего взаимодействия с «Белоруснефтью» позволяет достигать значительных результатов при разработке нефтегазовых месторождений. Сегодня будут озвучены доклады по инновационным технологиям, и параллельно им – доклады по оборудованию, которое позволяет эти технологии эффективно использовать. Я желаю конференции успешной работы, потому что наша встреча может не только обозначить или скорректировать вектор развития, но и дать мощный импульс совместному движению вперед».

Программа технологической конференции, состоявшая из трех секций, включала пятнадцать докладов.

Коммерческий директор Группы ФИД **Павел Лактионов** выступил с докладом **«Группа ФИД. Вчера, сегодня, завтра»**.

Павел Лактионов

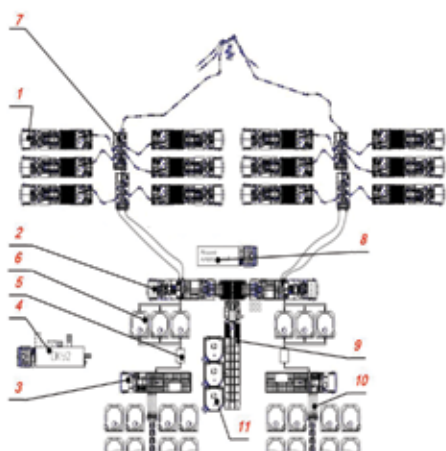


Задействован полный комплекс испытательного оборудования. Возможна сервисная поддержка в разных форматах и объемах в зависимости от потребностей заказчика.

На сегодня основой производственных линеек является оборудование для ГРП. Группа ФИД предлагает как полнокомплектные флоты под ключ, так и отдельные единицы оборудования, которые могут быть встроены в действующий флот ГРП заказчика. Разработаны широкие модельные ряды насосных установок, блендеров и т. д.

Развитие технологий ГРП идет в направлении высокорасходных операций. В РУП «ПО «Белоруснефть» были выполнены успешные операции ГРП с темпом закачки 16 м³/мин. На первом этапе с целью отработки технологии были объединены два стандартных флота ГРП. Однако для поточного применения такой подход неэффективен, поэтому был выбран вектор развития – высокорасходный флот ГРП. Задачу создания такого флота поставила перед Группой ФИД компания «Белоруснефть» – один из лидеров

Действующая схема расположения стандартного оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях (объединении 2-х флотов) для темпа закачки до 16 м³/мин при давлении 70 МПа



Целевая схема специального оборудования высокорасходного Флота ГРП для темпа закачки до 16 м³/мин при давлении 70 МПа

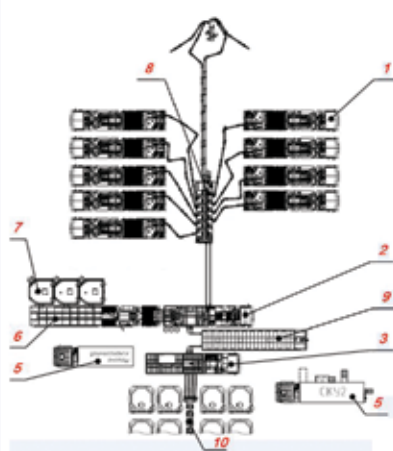
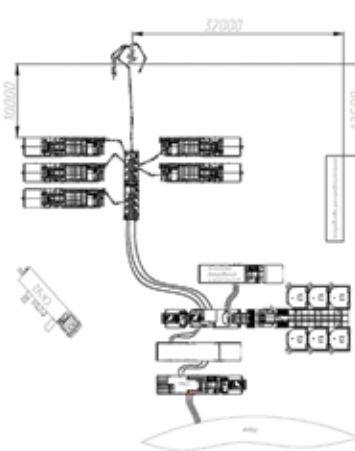


Схема расстановки электрофлота ГРП при темпе закачки до 16 м³/мин и давлении 70 МПа



Группа ФИД – это группа российских и белорусских компаний, занимающихся проектированием и выпуском современного инновационного нефтегазового оборудования. Группа объединяет компании разного профиля, но все они в первую очередь инженеринговые, занимающиеся разработкой оборудования не серийного, а под технические требования заказчика, направленные на наилучшую реализацию конкретных целей.

Предприятия Группы ФИД осуществляют полный цикл производства, включая все переделы.



Установка непрерывной трубы УНТ-1

во внедрении современных технологий в ЕАЭС. Высокоскоростное оборудование при аналогичных темпах закачки позволяет значительно сократить площадку и численность персонала. В перспективе – создание электрофлота для проведения высокоскоростного ГРП.

Группа ФИД стартовала с проекта «Колтюбинг» (1998 год). В настоящее время имеется полная производственная линейка колтюбингового оборудования. На базе ООО «МашОйл», дочернего предприятия Группы ФИД, на производственной площадке в Смоленской области (г. Ярцево) в первом квартале 2021 года была изготовлена первая установка непрерывной трубы УНТ1 с подтверждением производства промышленной продукции на территории РФ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719. В июле 2021 года УНТ1 успешно прошла испытания на объектах ООО «Газпром ПХГ».

Современная сложная техника требует автоматизированных систем управления. Предмет особой гордости Группы ФИД – системы управления собственного производства Visual Frac, которыми оснащены все виды выпускаемого оборудования. Данные системы управления выдаются на русском языке, базовые измерения отражаются в единицах метрической системы СИ. Программное обеспечение собственной разработки для управления процессом проведения ГРП зарегистрировано в Национальном центре интеллектуальной собственности.

Еще одно направление деятельности Группы ФИД – цементировочное оборудование (установки цементировочные двунасосные, установки смесительно-

осреднительные и т. п.). Изготовлено и внедрено более 30 единиц. Линейка активно развивается, прежде всего благодаря заинтересованному участию «Белоруснефти», а именно активной разработке новых технологий, постановке задач для Группы ФИД по созданию инновационного оборудования, а также совместному внедрению на собственных месторождениях.

Группа ФИД изготавливает буровое оборудование различных классов и типов: мобильные буровые установки с верхним приводом для поверхностного бурения, специализированная шахтная техника – станки для направленного бурения в условиях шахт.

Отдельное направление – системы направленного бурения от компании «Новинка», посредством которых пробурено уже более

300 000 метров направленных скважин. Толчок развитию этого направления мирового класса, которым Группа ФИД не может не гордиться, также был дан сотрудничеством с «Белоруснефтью».

Группой ФИД накоплен большой опыт и в области ремонта и модернизации оборудования, выпущенного как предприятиями Группы, так и другими производителями. На настоящий момент модернизировано 50 единиц техники.

В Беларуси выполняются ГРП в горизонтальных скважинах с зацементированной эксплуатационной колонной по самым современным технологиям: высокоскоростные, кластерные, в том числе по технологии Plug & Perf, кислотно-проппантные, гибридные.

В ФОКУСЕ – ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Тематика оборудования и технологий для производства ГРП была развита в ряде докладов.

Главный конструктор Группы ФИД **Роман Щербин** рассказал **об оборудовании для высокоскоростных операций**. Поиск оптимальных технологических решений в области разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов повышает интерес к технологии высокоскоростного ГРП.

Операции высокоскоростного ГРП характеризуются высоким темпом закачки (порядка 20 м³/мин, большими объемами закачки (около 500 м³), низковязкой жидкостью ГРП с менее высокими концентрациями проппанта, значительной продолжительностью работ с учетом времени проведения операции и времени расстановки оборудования, обвязки, затарки, подогрева и т. п., высокой численностью задействованного в процессе персонала.

Докладчик охарактеризовал эффективность высокоскоростных операций ГРП, производимых объединением нескольких флотов стандартного оборудования ГРП (примерно 36 единиц), как довольно низкую. Это связано с тем, что подобная схема требует привлечения больших

Роман Щербин





ГРУППА ФИД - ВАШ НАДЁЖНЫЙ ПАРТНЁР В СФЕРЕ РАЗРАБОТКИ И ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ:



**ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА**



**КОЛТЮБИНГОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
СКВАЖИН**



ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



СЕРВИСНАЯ
ПОДДЕРЖКА



ПОЛНЫЙ ЦИКЛ
ЗАВОДСКИХ
ИСПЫТАНИЙ

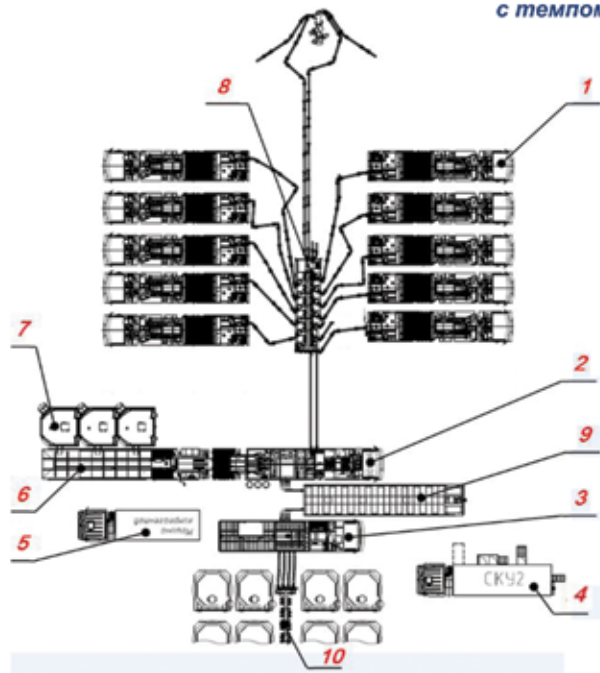


ПОДТВЕРЖДЁННОЕ
КАЧЕСТВО



СОБСТВЕННАЯ
СИСТЕМА
УПРАВЛЕНИЯ

Схема расположения специального оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях с темпом закачки 16 м³/мин



Состав оборудования:

1. Установка насосная (2500 л.с.) – 10 ед.
2. Установка смешивательная (22 м³/мин) – 1 ед.
3. Установка подготовки геля – 1 ед.
4. Станция контроля и управления – 1 ед.
5. Установка дозирования химреагентов – 1 ед.
6. Установка подачи сыпучих материалов (12 т/мин) – 1 ед.
7. Емкости для пропанта (45 м³) – 3 ед.
8. Машина манифольдов – 1 ед.
9. Емкость гидратационная (не менее 50 м³) – 1 ед.
10. Коллектор емкостного парка – 1 ед.

ИТОГО: 21 единица.

технических ресурсов, задействования значительных площадей кустовых площадок, достаточно сложной технологической схемы увязки оборудования ГРП, сложной системы управления оборудованием и алгоритмов в ней.



Установка смешивательная (блендер)

Избежать перечисленных проблем призван специализированный флот ГРП, предназначенный именно для проведения высокорасходных операций. В нем вместо 36 единиц оборудования будет задействовано менее 20. Помимо минимизации финансовых расходов на мобилизацию такого флота, сокращаются также площади расстановки оборудования на месторождении, снижаются технические риски и повышается безопасность выполнения работ за счет снижения концентрации персонала и оборудования при проведении операций ГРП.

Группа ФИД предлагает заказчикам полный спектр оборудования для высокорасходного ГРП. Была представлена схема расположения специального оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях

с темпом закачки до 16 м³/мин.

Центральным агрегатом таких ГРП является установка смешивательная (блендер) с производительностью до 22 м³/мин и максимальной производительностью подачи

пропанта 12 000 кг/мин.

Были охарактеризованы ее конструктивные особенности.

Группа ФИД предлагает также насосные агрегаты (в том числе с электроприводом), установки дозирования химреагентов с шестнадцатью дозирующими линиями с различными темпами закачки для перекрытия всего спектра работ, которые могут понадобиться заказчику, машины манифольдов и другие составляющие высокорасходных флотов ГРП.

Для сбора данных и управления оборудованием задействован программно-аппаратный комплекс Visual Frac разработки Группы ФИД.

«ГРП как вектор развития нефтесервисного блока РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»»

– с таким докладом выступил ведущий инженер ОКРС УСТИС РУП «ПО «Белоруснефть» Владимир Марченко. По его мнению, технологии ГРП дали мощный импульс развитию всего нефтесервисного блока компании и привели к большим успехам. Участники конференции узнали об эволюции технологии ГРП в «Белоруснефти». Ввиду того, что белорусские коллекторы на 93% состоят из карбонатных отложений, в компании начинали с активного развития технологий кислотного ГРП, плавно переходили к пропантным, кислотно-пропантным, и в 2014 году пробурили и освоили



первые горизонтальные скважины. На текущий момент в Беларуси выполняются ГРП в горизонтальных скважинах с зацементированной эксплуатационной колонной по самым современным технологиям: высокорасходные, кластерные, в том числе по технологии Plug & Perf, кислотно-проппантные, гибридные и т. д.

Проведение ГРП в горизонтальных скважинах требует немалых усилий, и его эффективность зависит не только от выполнения самой операции гидроразрыва, но и от целого комплекса предшествующих работ: сейсмических исследований с последующим расположением ствола скважины вдоль максимальных стрессов горных пород, бурения и проводки горизонтального участка ствола скважины в малом

Вектор развития ГРП – исключительно высокорасходные и многообъемные ГРП, оказывающие максимальное воздействие на площадь продуктивного пласта и помогающие добывать нефть из нетрадиционных залежей, которые еще лет десять назад даже не рассматривались в качестве объектов для разработки.

коридоре и качественного цементирования, геофизических исследований с составлением 3Д-моделей и переносом полученных данных в дизайн ГРП, оперативной нормализации забоя скважины после выполненных ГРП с помощью колтубинговой установки.

Докладчик подробно рассказал о развитии и эволюции всех нефтесервисных направлений РУП «ПО «Белоруснефть». К примеру, было отмечено следующее:

– как модернизация коснулась тампонажной техники: группа ФИД поставила современное оборудование (цементировочный агрегат НС-1000, предназначенный для приготовления

цементной смеси и закачки ее в скважину «по лёту», и смесительно-осреднительную установку типа Butch Mixer, для приготовления цементной смеси при постоянной циркуляции), что позволило не только сократить количество единиц техники на скважине, но и значительно улучшить качество цементирования и экономическую эффективность самих работ;

– как «БелНИПИнефть» разработал собственную рецептуру эластичных цемента, свойства которых по ключевым параметрам превосходят свойства аналогов от ведущих сервисных компаний;

– какое оборудование позволяет спускать за одну спуско-подъемную операцию до восьми



перфосистем, а также пакер-пробку. При этом созданный институтом «БелНИПИнефть» собственный посадочный инструмент позволяет проводить вскрытие скважины самыми инновационными перфорационными системами в мире и в последующем выполнять ГРП по технологии ограниченного вскрытия пласта;

- каким породоразрушающим инструментом и типом винтовых забойных двигателей достигается высокая скорость разбурки композитных пакер-пробок с использованием гибкой трубы после выполнения ГРП.

На вооружении «Белоруснефти» стоят три мобильных флота ГРП производства Группы ФИД: три смесительные установки, две гидратационные установки, восемнадцать насосных установок, две SKU, три машины манифольдов, а также большой пул вспомогательной техники и емкостного парка. Техника производства Группы ФИД высокого качества и после модернизации силами СООО «Натрикс» (входящего в Группу ФИД) и Тампоначного управления «Белоруснефти» позволяет выполнять высокорасходный ГРП с темпом закачки 14–15 м³/мин.

Перспективы развития ГРП в основном связаны с развитием флота. До конца текущего года Группа ФИД изготовит две ключевые единицы техники: высокорасходную смесительную установку (блендер) и высокопроизводительную химмашину. Это позволит «Белоруснефти» уже до конца 2021 года выполнять высокорасходный ГРП с производительностью 20–22 м³/мин, а также оптимизировать площадь локации, занимаемую техникой флота ГРП, на устье скважины.

Отвечая на вопросы слушателей, В. Марченко заметил, что все технологии, касающиеся добычи, идут вперед только потому, что нефти становится всё меньше и добывать ее всё труднее. Вектор развития ГРП – исключительно высокорасходные и многообъемные ГРП, оказывающие максимальное воздействие на площадь продуктивного пласта и помогающие добывать нефть из нетрадиционных залежей, которые еще лет десять назад даже не рассматривались в качестве объектов для разработки.

Доклад «**Многостадийный ГРП в Республике Беларусь. Накопленный опыт и перспективы развития**» озвучил **Кирилл Мироненко**, заведующий лабораторией ГРП «БелНИПИнефть». Лаборатория, которую он возглавляет, отвечает за инженеринговое сопровождение процесса гидроразрыва и

Учитывая, что технология Plug & Perf подразумевает крайне высокий расход нагнетания для одновременной обработки большого количества кластеров, была разработана жидкость разрыва на основе полиакриламида, который имеет ряд преимуществ по сравнению с гуаровой системой.

химическое обеспечение как при работах в Республике Беларусь, так и за ее пределами. Докладчик перечислил этапы развития технологии МГРП в «Белоруснефти» и очертил перспективы развития и планы на ближайшее будущее. Были охарактеризованы белорусские карбонатные коллекторы – традиционные и нетрадиционные, одно из различий между которыми заключается в фильтрационно-емкостных свойствах пород. Проницаемость традиционных составляет 1–5 мД, а нетрадиционных – менее 0,01 мД.

Освоение коллекторов с использованием МГРП началось в 2013-2014 годах с технологии МГРП Ball & Drop. Вскоре был сделан вывод,

что на нетрадиционных коллекторах после использования этой технологии происходит слишком быстрое падение добычи после проведения ГРП. Значит, необходимы более прогрессивные технологии, в частности, уход от многопакерных компоновок. Поэтому перешли к технологии Plug & Perf. В 2021 году по технологии Plug & Perf успешно выполнены скважины № 416 и 418. Дебит скважины № 416 составил более 70 тонн, № 418 – более 150 т. На 2022 год планируется пробурить до 10 объектов, аналогичных скважине № 418, общей протяженностью горизонтальных стволов до 1500 м.

Учитывая, что технология Plug & Perf подразумевает крайне высокий расход нагнетания для одновременной обработки большого количества кластеров, была разработана жидкость разрыва на основе полиакриламида, который имеет ряд преимуществ по сравнению с гуаровой системой. Прежде всего это повышенная остаточная проводимость трещин.

Одновременно с развитием технологии Plug & Perf пришло понимание необходимости проведения повторных МГРП на скважинах, где эффект от предыдущей операции уже заканчивался. На текущий момент по технологии, разработанной в «БелНИПИнефть», рефракты выполнены на двух скважинах. Для оценки их успешности использовался пост-фрак анализ. Планируется дальнейшее внедрение данной технологии на белорусских скважинах.

В планах на будущее – с приходом высокорасходной техники развивать технологии МГРП, в том числе увеличить количество одновременно обрабатываемых кластеров до 6–7 за стадию (сейчас максимум 5), расход нагнетания – до 18–20 м³/мин, массу расклинивающего агента – до 70 т на кластер, опробовать новые системы жидкости разрыва, прежде всего на основе полиакриламида, подобные жидкости разрыва планируется

Максим Фадеев



опробовать и на традиционных залежах Припятского прогиба. В целом данное направление использования нестандартных гелеобразователей является очень перспективным для нетрадиционных (и, возможно, традиционных) коллекторов месторождений Республики Беларусь.

Опытном внедрения ГРП на доманиковых отложениях для добычи сланцевой нефти в Республике Татарстан поделился начальник ЦТР ООО «ЛениногорскРемСервис» **Максим Фадеев**.

Доманик – это полезное ископаемое, сорт горючего сланца. Доманиковые отложения давно привлекают геологов в качестве потенциального источника увеличения добычи углеводородов. Сегодня проект добычи сланцевых углеводородов находится на стадии геологических изысканий, но потенциал по Волго-Уральскому региону составляет около 280 млн тонн. В докладе были охарактеризованы отложения доманиковой свиты (геология, глубина залегания, мощность пластов).

На основании решения о проведении ОРП было подобрано определенное количество скважин. Первым этапом ОРП стало проведение проппантного ГРП на наклонно-направленных скважинах. С учетом полученного опыта в дальнейшем решили проводить циклический-комбинированный ГРП с закачкой проппанта

На сегодняшний день вышли на 30-стадийный ГРП с расходом 16 м³, с тоннажем проппанта 150 т на стадию. В планах – увеличить протяженность горизонтальной секции до 2000 м.

и предварительной обработкой кислотными растворами. Часть работ была проведена на вновь построенных горизонтальных скважинах. Использовались стандартные многопортовые компоновки для КГРП. Применялись кислотные (кислота плюс проппант) и комбинированные (проппантно-загеленные) составы. Работы были проведены успешно. На сегодня в Татарстане проведено семь ОРП. Пока, к сожалению, не удается выйти на планируемый уровень закачек проппанта (до 70 тонн). Это связано с геологическими условиями и толщиной коллекторов (от 0,7 м до 2 м), на которых проводится ГРП. Прирост добычи нефти был получен для наклонно-направленных скважин. Учитывая то, что месторождение находится на четвертой стадии разработки, это обнадеживающий результат.

Александр Коплик, заместитель генерального директора по новым технологиям ООО «Альянс Сервис», выступил с докладом **«Опыт проведения повторных ГРП в горизонтальных скважинах Западной Сибири при помощи селективного манжетного пакера и технология заканчивания скважин с неограниченным количеством стадий без разбурирования муфт ГРП»**. Были представлены особенности данных технологий и презентовано оборудование, необходимое для их осуществления. Доклад включал две темы. Первая: повторный ГРП при помощи манжетного селективного пакера на

разрывных муфтах в горизонтальных скважинах. На Самотлорском месторождении для эксплуатационных колонн диаметром 114 и 102 мм использовались муфты с разрывными дисками. Их принципиальное отличие от других муфт – восемь отверстий с разрывными дисками диаметром 30 мм. Докладчик представил состав селективной пакерной системы. Результат использования технологии: за одну СПО получалось провести 3–5 успешных работ.

Вторая тема доклада – технология заканчивания скважин с единым размером и втулкой (без седла и разбурирования), которая позволяет нивелировать ограничения с использованием компоновок, активируемых шарами, связанные с уменьшением диаметра шаров и сужением проходного контура. Для эксплуатационных колонн диаметром 114 мм были приобретены втулки, использование которых предполагает неограниченное количество муфт и стадий ГРП. Втулки совместимы с заколонными пакерами. После растворения шаров втулки извлекаются бригадой КРС за одну СПО. Скважина имеет равнопроходной диаметр с возможностью рефраков на манжетном пакере.

Николай Шамсутдинов, руководитель направления по заканчиванию скважин и

Николай Шамсутдинов



внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», озвучил доклад **«Развитие технологий заканчивания, стимуляции разделения стадий МГРП на примере скважин проекта «Пальян».**

Компания «Газпромнефть – Технологические партнерства» является оператором национального проекта по освоению баженовской свиты, которая расположена в Западной Сибири и относится к нетрадиционным запасам. Площадь залегания составляет более 1 млн м². Геологические ресурсы насчитывают от 18 до 60 млрд. тонн. Консервативный прогноз извлекаемых ресурсов – 750 млн тонн.

Было рассказано об эволюции технологий заканчивания скважин в проекте «Пальян», об эволюции технологий разделения стадий МГРП и вскрытия целевого объекта, об эволюции технологий МГРП. На сегодняшний день вышли на 30-стадийный ГРП с расходом 16 м³ с тоннажем проппанта 150 т на стадию. В планах – увеличить протяженность горизонтальной секции до 2000 м. В конце третьего квартала 2021 года планируется строительство скважины с конструкцией МОНОБОР.

Об альтернативных дизайнах стимуляции нетрадиционных резервуаров рассказал **Динар Бухаров**, менеджер технологических проектов по ГРП ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства». Было рассказано о геологии баженовской свиты, гипотезах освоения, проблемах, связанных с развитием как заканчивания, так и освоения скважин. Проект находится на стадии, когда только еще озвучиваются гипотезы и варианты решений. Были перечислены варианты освоения баженовской свиты, которые в компании

признаны перспективными направлениями добычи нетрадиционных запасов по отрасли ГРП.

Целью проекта является повышение нефтеотдачи и интенсификации притока на объектах нетрадиционных запасов за счет создания более эффективной дренируемой области с применением идеальной вязкостной системы. Альтернативные дизайны стимуляции предполагают замену технических жидкостей – безводный разрыв пласта, в частности, безгумовый ГРП на основе ксантановой камеди.

ВРЕМЯ – КОЛТЮБИНГУ

Значительное место в программе конференции было отведено колтюбинговым технологиям и оборудованию для их осуществления.

Главный конструктор управления перспективных проектов Группы ФИД **Сергей Сергиеня** рассказал о комплексном подходе к оборудованию ГНКТ.

Группа ФИД начинала свою деятельность с создания колтюбинговых установок, однако в последнее время основным видом ее деятельности стало оборудование для ГРП. Тем не менее Группа ФИД не ушла с рынка ГНКТ и, основываясь на своем богатом опыте, в настоящее время предлагает заказчикам современное надежное колтюбинговое оборудование.

Свою главную задачу Группа ФИД видит в том, чтобы предложить рынку не отдельную установку, способную решать локальные задачи, а целый комплекс оборудования, решений, систем, эффективно взаимодействующих между собой. Такой комплекс, максимально адаптированный под нужды заказчика, позволит выполнять широкий спектр необходимых работ. Заказчик получает полную линейку оборудования

Сергей Сергиеня





ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



СЕРВИСНАЯ
ПОДДЕРЖКА



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР
ПО РЕМОНТУ И
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА SPM



**НАШИ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ДЕЛАЮТ БЕЗГРАНИЧНЫМИ
ВАШИ ВОЗМОЖНОСТИ!**

для технологии ГНКТ. Именно поэтому подход – комплексный.

Были подробно охарактеризованы колтюбинговые установки классической компоновки на одной транспортной базе (самоходном шасси) четырех классов, различающиеся усилием инжектора (от 120 до 450 кН) и диаметром используемой ГНКТ (38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм).

Докладчик считает, что в ближайшее время будет увеличиваться количество операций с использованием ГНКТ диаметром 50,8 мм и более. Это связано с ростом потребностей рынка в более высокотехнологичных операциях. Такой интерес вызван не веяниями моды, а реальными проблемами, стоящими сегодня перед сервисными и добывающими компаниями. В большинстве регионов, это особенно касается российских недр, время «легкой нефти» осталось позади. Уникальные месторождения, разработка которых началась около полувека назад, сейчас находятся на стадии падающей добычи. И эта тенденция будет только усиливаться.

В то же время с учетом резкого падения цен на нефть показатели себестоимости добычи начинают играть решающую роль. Чтобы оставаться рентабельными, сервисные компании обязаны заниматься сокращением издержек и повышать свою эффективность.

Для решения этой задачи предлагается перейти от классической компоновки колтюбинговой установки на одной транспортной базе к компоновке на двух транспортных базах (полноприводное шасси и полуприцеп). Это решение позволит более гибко и эффективно использовать весь потенциал комплекта оборудования за счет применения универсальной колтюбинговой установки на шасси и поддержания гаммы полуприцепов с заранее подготовленной под конкретные операции (от ТКРС до направленного колтюбингового бурения) гибкой трубой и тем самым снизить эксплуатационные расходы на мобилизацию благодаря соответствию допустимых осевых нагрузок и предельно допустимых габаритов транспортного средства при перевозке по дорогам общего пользования узлов намотки ГНКТ больших диаметров (массой до 26 т).

Свою главную задачу Группа ФИД видит в том, чтобы предложить рынку не отдельную установку, способную решать локальные задачи, а целый комплекс оборудования, решений, систем, эффективно взаимодействующих между собой.

Для оценки технического состояния ГНКТ применяется дефектоскоп ДТ1 производства СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Данное оборудование не только оценивает степень износа трубы и определяет дефекты, но и помогает в сложных нестандартных ситуациях.

В комплексную поставку оборудования ГНКТ от Группы ФИД включены: установка непрерывной трубы, установка криогенная азотная (в различных компоновках: на базе шасси, полуприцепа, в виде блока), установка насосная, объединенные системой управления флотом ГНКТ, а также противовыбросовое оборудование, устьевое основание, механизм подачи трубы, внутрискважинный инструмент. Установки серийно комплектуются прибором контроля параметров ГНКТ (дефектоскопом).

Докладчик подробно остановился на системе контроля и автоматизации всего колтюбингового комплекса и ее конкурентных преимуществах.

Сегодня многие сервисные компании, осознавая возможности систем автоматизации, пытаются использовать их на своем оборудовании. На рынке в настоящее время представлены отдельные компоненты, но специалисты Группы ФИД считают, что необходимо переходить к комплексным проектам, так как именно подобные решения способны дать максимальный эффект. Использование автоматической системы управления всего колтюбингового флота позволяет сделать шаг вперед по сравнению с применением традиционных систем управления. «Умная система» обеспечивает операторов установок всей необходимой информацией и позволяет адекватно и практически моментально реагировать на изменения параметров, гибко подстраиваться к меняющимся условиям и с помощью корректировок добиваться максимальной эффективности.

Переход на автоматизированную систему управления позволит увеличить ресурс отдельных компонентов и узлов, а также повысить общую безопасность выполнения работ за счет уменьшения влияния человеческого фактора.

Использование удаленного доступа к системе управления обеспечивает почти зримое присутствие опытных специалистов на работающей в поле установке. Чтобы решить проблему, возникшую на локации, специалисту

больше не нужно покидать офис. Система позволяет в режиме реального времени видеть панель оператора, управляющего процессом. Это исключает возможность потери связи с оператором и гарантирует достоверность данных.

Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» охарактеризовал **Павел Ревяков**, руководитель группы колтюбинговых технологий цеха ПНП УПНПиРС РУП «ПО «Белоруснефть».



Павел Ревяков

У компании имеется четыре флота ГНКТ. Две колтюбинговые установки (МК30Т и МК30Т-10) задействованы на белорусских месторождениях. Планируется выполнить модернизацию установки МК30Т.

Колтюбинговая установка тяжелого класса МК30Т позволяет выполнять работы с диаметром ГНКТ до 60,3 мм. Установка МК30Т-10 выполняет перечень стандартных технологических операций, а также работы по технологии СКИФ с ГНКТ диаметром 25 мм. Данная установка позволяет работать с максимальным давлением закачки жидкости 105 МПа. При геофизических исследованиях используется ГНКТ, оснащенная геофизическим кабелем диаметром до 12 мм. Все работы по заправке кабеля в гибкую трубу и

извлечению из нее выполняются с применением специализированного оборудования (кабельного инжектора). С 2014 по 2021 год было выполнено более 50 операций по оснащению ГНКТ кабелем.

Для оценки технического состояния ГНКТ применяется дефектоскоп ДТ1 производства СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Данное оборудование не только оценивает степень износа трубы и определяет дефекты, но и помогает в сложных нестандартных ситуациях. Когда внутри ГНКТ «распушился» геофизический кабель, то с помощью дефектоскопа был определен интервал, где образовалось повреждение кабеля. Был выполнен разрез трубы и извлечен поврежденный участок кабеля.

Докладчик рассказал об используемом внутрискважинном оборудовании – как стандартном, так и сложном. Каждая единица оборудования проходит технический аудит. Хорошо зарекомендовало себя внутрискважинное оборудование от СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). С ним «Белоруснефть» готова выполнять сложные работы на внешнем сервисе.

В перечень заказчиков «Белоруснефти» входит более десятка как добывающих, так и сервисных компаний.

Основные работы, которые выполняет «Белоруснефть»: нормализация забоя, освоение скважин, фрезерование, вторичное вскрытие пласта (ГПП, технология СКИФ), ГИС, кислотные обработки призабойной зоны пласта. На нынешнем этапе технологии ГНКТ становятся всё более сопряженными с технологиями ГРП. Можно констатировать, что 2019–2021 годы – это для «Белоруснефти» годы ГРП. Колтюбинговый флот постоянно взаимодействует с флотом ГРП, в частности, с применением колтюбинга выполняется технология Plug & Perf (поинтервальная установка пакер-пробок на кабеле ГНКТ с перфорацией эксплуатационной колонны, фрезерование композитных пакер-пробок после всех стадий ГРП).

В «Белоруснефти» накоплен опыт проведения работ по направленному колтюбинговому бурению, в том числе с управлением забойного давления. У компании имеется несколько комплектов оборудования производства СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Пробурено 1320 м диаметром 92 мм на восьми скважинах карбонатных отложений. Максимальная протяженность пробуренного ствола скважины составила 268 м. Эта технология сейчас активно развивается. Компания «Белоруснефть» готова к данным сложным работам совместно с коллегами – производителями оборудования и заказчиками. «Каждый из нас может многое, но вместе мы можем всё!» – такими словами Павел Ревяков завершил свое выступление.



Дефектоскоп ДТ1

Сергей Атрушкевич, главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» (Группа ФИД), ознакомил слушателей с широким спектром **внутрискважинного инструмента и технологий для ГНКТ**.

СЗАО «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на разработку и изготовление опытных образцов новой техники, предназначенной для осуществления прогрессивных технологий нефтегазового сервиса, в частности, предприятие создает внутрискважинное оборудование и инструмент для работ с колтюбингом. В докладе были охарактеризованы такие разработки конструкторов «Новинки», как система направленного бурения СНБ 89-76М с кабельным каналом связи, предназначенная для направленного колтюбингового бурения, а также фрезерования портов МГРП; система направленного бурения СНБ54; оборудование для радиального вскрытия пласта; оборудование для эжекторной очистки скважин; оборудование для кислотостройного бурения (включая инклинометр скважинный ИСА) и селективной обработки многозабойных

Основные работы, которые выполняет «Белоруснефть»: нормализация забоя, освоение скважин, фрезерование, вторичное вскрытие пласта (ГПП, технология СКИФ), ГИС, кислотные обработки призабойной зоны пласта. На нынешнем этапе технологии ГНКТ становятся всё более сопряженными с технологиями ГРП.

скважин; оборудование для гидромониторного бурения; оборудование для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием ГНКТ (головки кабельные КС151 и КС153).

Был представлен широкий ассортимент инновационного внутрискважинного инструмента для ГНКТ (соединителей, разъединителей, клапанов обратных, ловильного инструмента, насадок, отклонителей, устройств поворотных).

Заключительная часть доклада была посвящена дефектоскопам ГНКТ ДТ1 и ДТ2 (с расширенными возможностями и усовершенствованным программным обеспечением).

С докладом **«Опыт эксплуатации СНБ54»** выступил **Ильдар Ахметзяров**, начальник технологического отдела ООО «ТаграС-РемСервис» предприятия «АктюбинскРемСервис».

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



Сергей Атрушкевич

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



Ильдар Ахметзяров

негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и продуктивность скважин.

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

Было выполнено ненаправленное бурение боковых ответвлений на 22 скважинах. Пробурено от 1-го до 4-х ответвлений на 1-й скважине, общее количество ответвлений – 45. Длина 1-го ответвления – от 12 до 100 м. Наилучшие результаты показал метод создания более протяженных каналов длиной 100 м – прирост дебита составил 195%.

При выполнении работ возникли опасения, что при бурении неуправляемой компоновкой будет происходить падение угла и риск ухода в водоносный горизонт. На двух скважинах это подтвердилось, и по результатам промежуточной инклинометрии своевременно было решено прекратить бурение.

Решением проблемы является ориентированное бурение. В процессе совершенствования технологии был проведен ряд совещаний со специалистами СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) и заключен договор реализации опытных работ по созданию компоновки управляемого бурения на ГНКТ – СНБ-54.

Компоновка для направленного бурения СНБ-54 включает: ГЗД с долотом, шарнир, обратный клапан, устройство поворотное, модуль телеметрии, аварийный разъединитель и соединитель. Наземное оборудование: блок приема-передачи информации, блок питания и ПК.

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

В феврале 2021 года были проведены ОПР испытания системы направленного бурения СНБ-54 на скважине. Был обеспечен максимальный отход 54 м от основного ствола.

Дебит скважины до ремонта составлял 1,1 т/сут., после бурения бокового ответвления протяженностью 100 м дебит скважины составил 3,5 т/сут. по состоянию на 02.08.2021. Динамический уровень при работе погружного насоса до выполнения работ – 1260 м, на сегодняшний день – 879 м. Результаты прироста нефти на 318%

подтверждают характерную тенденцию увеличения дебита нефти при максимальном отдалении ответвления от основного ствола.

По результатам внедрения технологии с сентября по декабрь 2021 года планируется выполнение работ на 11 скважинах. В планах развития системы направленного бурения дальнейшей точкой роста технологии также намечено

бурение боковых ответвлений из обсаженных горизонтальных скважин и возможность бурения из вертикальных скважин.

«Технология СКИФ и инновационное оборудование для ее реализации» – так назывался доклад **Александра Астафьева**, заведующего отделом ОРИТ «БелНИПИнефть».

Сущность технологии заключается в создании в интервале продуктивного коллектора системы разветвленных дренажных каналов протяженностью до 100 м на разных уровнях в заданных направлениях (до 8 каналов на одном уровне) для увеличения охвата и площади фильтрации пластовых

флюидов к стволу скважины.

Были представлены состав внутрискважинного и наземного оборудования, а также схема



работы скважинной компоновки.

Мини-колтюбинговая установка с ГНКТ диаметром 12,7 мм предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку и обеспечения закачки



Экскурсия на производственное предприятие Группы ФИД СООО «Натрикс»

по ГНКТ рабочей жидкости к рукаву высокого давления и гидромониторной насадке.

Внутрискважинное оборудование для реализации технологии было разработано совместно с СЗАО «Новинка» (Группа ФИД).

Докладчик привел основные преимущества технологии СКИФ, а также ограничения ее применения, одно из которых – невозможность выполнения работ в необсаженном (открытом) стволе скважины. Расширить возможности комплекса призван переход к оборудованию второго поколения, которое разработано совместно с Группой ФИД.

Опыт восстановления скважин методом ЗБС в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» осветил **Роман Кравченко**, заместитель начальника ЦКРС № 2, УПНПиРС РУП «ПО «Белоруснефть».

Большинство месторождений «Белоруснефти» сегодня находится на последней стадии разработки. Все доказанные запасы нефти являются трудноизвлекаемыми. В связи с этим актуально восстановление скважин методом зарезки боковых стволов (ЗБС). В докладе была представлена технологическая схема проектирования строительства боковых стволов, типовые конструкции скважин при бурении боковых стволов. Перечислены этапы строительства боковых стволов. Уделено внимание

В последнее время отмечается рост как по механической скорости проходки, так и по количеству пробуренных стволов. Суммарная проходка за шесть месяцев 2021 года составила 16 500 м в 15 пробуренных скважинах.

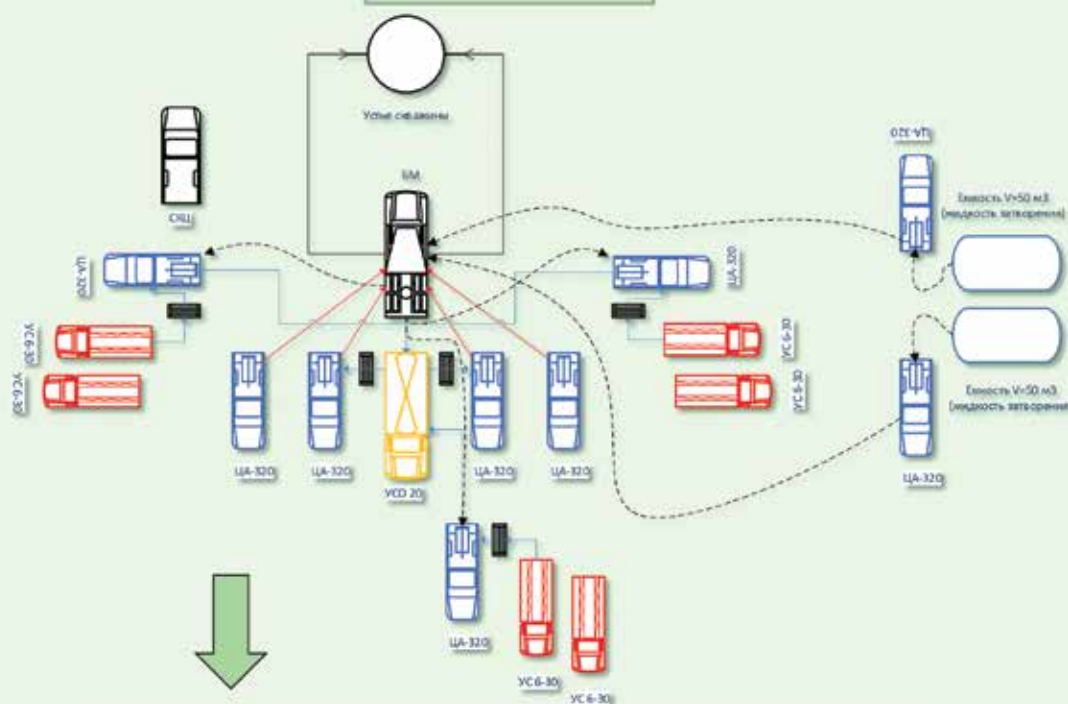
отдельным процессам: вырезке «окна», в том числе в двойной крепи, вырезанию части обсадной колонны и забурированию ствола с цементного моста. Было подробно рассказано о проводке горизонтального или наклонно-направленного участка ствола и применяемом для этого оборудовании – КНБК для бурения наклонно-направленного, резко искривленного и горизонтального ствола скважины. В последнее время отмечается рост как по механической скорости проходки, так и по количеству пробуренных стволов. Суммарная

проходка за шесть месяцев 2021 года составила 16 500 м в 15 пробуренных скважинах. Заключительная часть доклада была посвящена заканчиванию скважин и наземному оборудованию для бурения боковых стволов.

Начальник цеха крепления скважин ТУ РУП «ПО «Белоруснефть» **Юрий Янкович** начал свай доклад **«Развитие технологий цементирования в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»** с характеристики производственных мощностей тампонажного управления и эволюции технологии цементирования в компании. Были приведены схемы процесса цементирования в предшествующие внедрению инновационной техники периоды. Так, в 2015 году при использовании стандартного флота в процессе цементации в 100 тонн было задействовано

ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

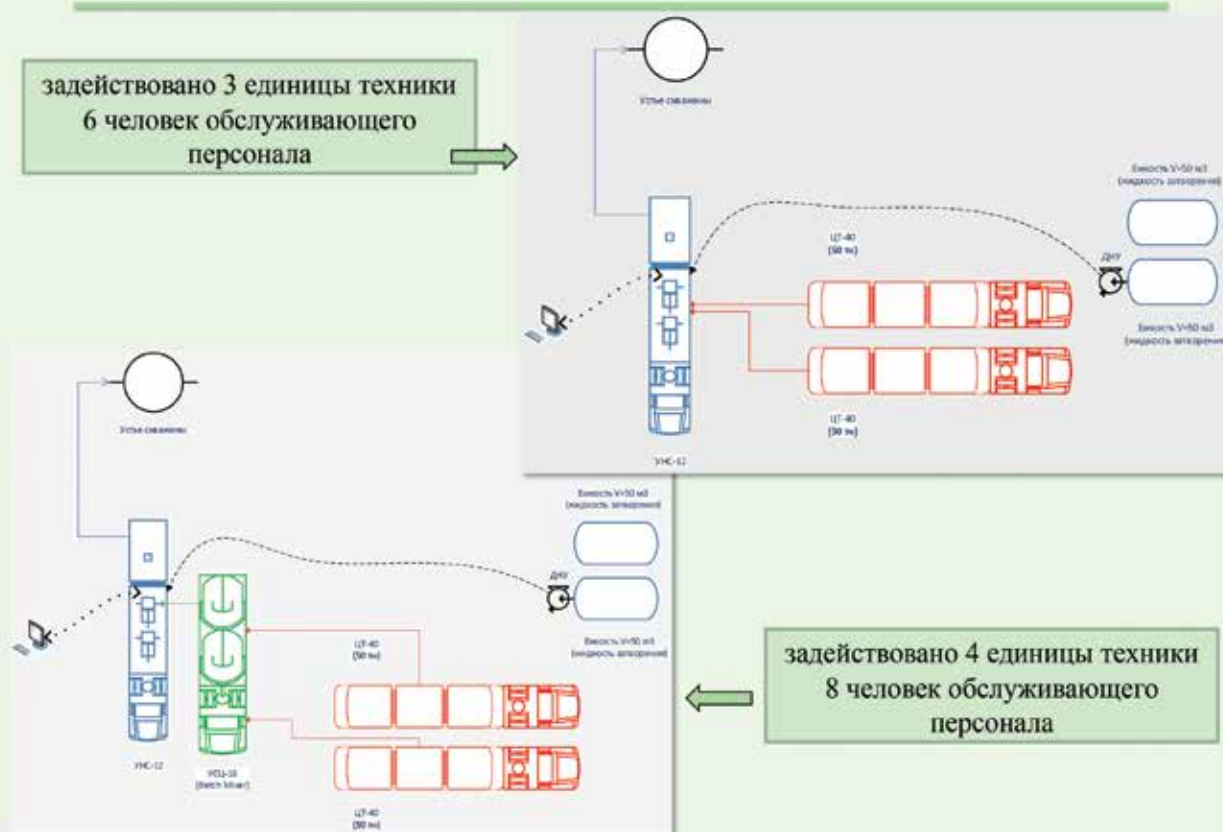
до 2015 года



задействовано 18 единиц техники
29 человек обслуживающего персонала

ТЕКУЩИЕ СХЕМЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

задействовано 3 единицы техники
6 человек обслуживающего
персонала



задействовано 4 единицы техники
8 человек обслуживающего
персонала



Смесительно-осреднительная цементировочная установка УЦ-16



Цементировочная установка УНС-12

18 единиц техники и 29 человек обслуживающего персонала.

Исходя из опыта, были разработаны требования для усовершенствованного цементировочного комплекса с более современными характеристиками. Группа ФИД в 2020 году поставила «Белоруснефти» цементировочную установку УНС-12 на шасси Tatra 8x8. Она обеспечивает возможность приготовления раствора в смесительной емкости объемом 2,5 м³, что позволяет отказаться от использования осреднительной установки. Кроме того, УНС-12 снабжена дозирующим насосом и на потоке может добавлять необходимые химические компоненты, которые нужны для приготовления сложных растворов. Установка оснащена

автоматической системой приготовления цементного раствора и системой сбора и передачи параметров процесса цементирования.

Долгое время «Белоруснефть» для цементирования горизонтальных участков приглашала сторонних подрядчиков, которые приезжали со своими установками. Обобщив передовой мировой опыт, нефтяники разработали техническое задание и объявили тендер на создание multifunctional установки, который выиграла Группа ФИД. В текущем году на базу тампонажного управления «Белоруснефти» была поставлена инновационная установка смесительно-осреднительная цементировочная УЦ-16 на шасси Tatra, оснащенная двумя осреднительными емкостями объемом по 8 м³ каждая. Эта установка позволяет независимо

готовить разные буферные жидкости.

Имеется система приготовления цементного раствора объемом 2,5 м³, аналогичная той, которой укомплектована УНС-12, шесть центробежных насосов, автоматическая система приготовления раствора и другие опции.

Использование этих двух установок (УНС-12 и УЦ-16) позволяет «Белоруснефти» перейти к новым оптимизированным схемам цементирования. В частности,

цементаж в 100 тонн теперь осуществляется с помощью всего трех единиц техники и шести человек обслуживающего персонала. Для более сложных работ может быть достаточно четырех единиц техники и минимальной (до восьми человек) численности персонала.

С появлением инновационной техники схемы цементирования стали намного более экономичными без снижения качества работ.

Технологическая конференция продолжилась дискуссией за круглым столом и завершилась экскурсией на производственное предприятие Группы ФИД СООО «Натрикс».

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга». Время ГРП»





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

ЭФФЕКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

EFFECTIVE WELL DIAGNOSTICS FOR OPTIMIZATION OF FIELD DEVELOPMENT*

Е.С. ИСАБЕКОВ, Schlumberger; А.В. ВОРОНКЕВИЧ, Э.К. РУХЛЯДА, ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»;
В.И. ВИРТ, ООО «Газпромнефть – Ямал»; В.О. КОСОЛАПОВ, В.С. КОМАРОВ, АО «Мессояханефтегаз»

E.S. ISABEKOV, Schlumberger; A.V. VORONKEVICH, E.K. RUKHLIADA, Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika;
V.I. VIRT, Gazpromneft-Yamal; V.O. KOSOLAPOV, V.S. KOMAROV, Messoyakhneftegaz

Введение

Заканчивание горизонтальных скважин (ГС) нецементируемыми хвостовиками с заколонными изолирующими пакерами и контролем притока флюидов в скважину через порты ГРП (гидроразрыва пласта), или же через фильтры, или УКП (устройства контроля притока), а также многоствольные заканчивания (мультилатерали и фишбоны) требует новых подходов к технологиям внутрискважинных исследований.

Сложности проведения исследований в ГС широко и подробно описаны в литературе, приведем здесь несколько факторов, таких как расслоенность флюидов (фаз) по сечению скважины (при этом эта расслоенность и распределение фаз зависят от изменения наклона скважины), наличие застойных зон и зон рециркуляции флюидов. Использование стандартных методов ПГИ (промыслово-геофизических исследований) в таких условиях часто не отвечает полностью на поставленные задачи, потому что прямые методы, как, например, полноразмерные расходомеры, располагающиеся по центру сечения скважины, не отражают корректно скорости отдельных фаз при расслоенном потоке, и, соответственно, правильный подсчет дебитов каждой фазы в скважинных условиях невозможен, поэтому при интерпретации часто применяется моделирование, в частности термомоделирование.

Исследования ГС специально адаптированными под эти сложные условия комплексами и по индивидуально разработанной программе исследований с учетом геолого-технологических условий помогают в решении обширных задач мониторинга и управления разработки месторождения. Будут приведены примеры исследований, позволившие принять

Introduction

Completion of horizontal wells using non-cemented liner with open-hole packers and control of fluid inflow through fracturing ports, screen pipes or ICD (Inflow Control Device), as well as multiple hole completions (multi-laterals and fishbones), requires new approaches to downhole logging technologies.

The difficulties of wellbore surveying in horizontal wells are described in detail in other papers. These difficulties include several factors such as the stratification of fluids (phases) along the well cross-section (this stratification and phase distribution depends on changes in the well inclination), the presence of no-flow pockets and fluid recirculation zones. In these conditions the application of conventional logging methods often do not fully solve the tasks set, because direct methods such as full-sized flow meters installed in the center of the well cross section do not correctly display the velocity of single phases in a stratified flow. Thus, the correct calculation of flow rates of each phase in well conditions is impossible. Therefore, computer simulation, including thermal simulation, is often used for interpreting.

Logging in horizontal wells under such difficult geotechnical conditions is carried out using specially adapted instruments and custom-designed logging program. Logging operations solve a lot of challenges of monitoring and managing field development. The paper presents examples of logging operations that allowed to make timely decisions on optimizing the operation of either a single well or the whole reservoir within the field.

Preparation and integration of technologies

Preliminary well preparation is very important for effective logging along the whole wellbore. It can be carried out:

1) from a workover rig, that always provides the ability to lift the tubing with an installed ESP (electric submersible pump) and later run the ESP with Y-tool bypass system for logging;

*Защищено авторским правом компании Schlumberger/Schlumberger-Private.

своевременные решения по оптимизации работы как отдельно взятой скважины, так и объекта разработки (пласта) в пределах месторождения.

Подготовка и комплексирование технологий

Для проведения эффективных исследований по всему стволу ГС очень важна предварительная подготовка скважины, которая может проводиться:

- 1) со станка КРС (капитальный ремонт скважин), в любом случае обеспечивающего подъем НКТ (насосно-компрессорных труб) с установленным ЭЦН (электроприводным центробежным насосом), а позже обеспечивающего спуск ЭЦН с байпасной системы Y-tool для проведения исследований ПГИ;
- 2) с помощью ГНКТ (гибких НКТ) с необходимыми инструментами по очистке;
- 3) с помощью скважинных тракторов с модулями очистки (магниты, шламоуловители).

При этом сама очистка ствола скважины часто положительным образом влияет на производительность скважины. На рисунке 1 приведено сопоставление разных возможностей по подготовке скважин к исследованиям.

Основные моменты при подготовке к самим исследованиям включают в себя несколько факторов: 1) способ вызова притока, 2) доставка приборов на забой и 3) оптимальный комплекс ПГИ для решения поставленных задач по определению профиля притока, вклада отдельных интервалов, интервалов прорыва

2) using CT (coil tubing) with the necessary thru-tubing cleanout tools;

3) using well tractors with cleanout modules (magnets, junk baskets);

Wellbore cleanout before logging often has a positive effect on the well rate. Figure 1 shows a comparison of different methods to prepare wells for logging.

Key points of the preparation to wellbore logging include several factors such as 1) the method of inflow stimulation; 2) tools delivery to the bottomhole; 3) the optimal well logging toolset to determine the inflow profile, the performance of each single interval, gas/water breakthrough zones, the presence of behind-the-casing flow, etc.

- 1) The method of inflow stimulation. In wells with artificial lift production a common method of inflow stimulation is to use the ESP. When conducting well logging, it is very important to provide conditions close to technological ones in order to obtain more accurate data. Such conditions can be created by the Y-tool bypass system with a sufficient internal diameter that provides free passage of the logging assembly to the bottom of the well.
- 2) It was decided to run the tools using a well tractor which allows to obtain real-time data and, if necessary, quickly adapt the logging program.
- 3) Optimal well logging toolset. Complex downhole flow states in horizontal wells and possibility of behind-the-casing flows determined the need to use the assembly with optimally distributed sensors for flow survey (direct measurements of the flow rate of each phase using 5 sensitive mini-flow meters distributed over the wellbore cross section). The toolset also included 6 similarly spaced electrical and optical sensors for

КРС/Workover	ГНКТ – фрезерование и шламоуловитель /Coiled Tubing – milling and junk basket	Трактор – платформа ReSolve (Фрезерование, ШМУ, магнит)/ Well tractor ReSolve (Milling, junk basket, magnet)
«+» • Фрезерование под номинал/Milling for the nominal diameter • Хорошая подготовка скважины/Good wellbore preparation • Минимизация рисков при ГИРС на тракторе/ Mitigation of risks during wireline logging using well tractor «-» • Высокий риск аварийной ситуации и клина оборудования КРС/High risk of a contingency and a lock-up of workover equipment	«+» • Фрезерование под номинал получается быстрее/Milling for the nominal diameter is performed faster • Если спускать шламоуловитель и/или магнит, чтобы убирать металлические частицы, то подготовка лучше/The preparation is better if a junk basket and/or a magnet is used to remove metal debris • Наблюдалось увеличение дебита после очистки/There was a flow rate increase after cleanout «-» • Не всегда ГНКТ доходит до забоя/CT does not always reach the bottom of the well • При фрезе под меньший диаметр уменьшает возможности для РИР, повторного ГРП и ГИС/Milling with a smaller-diameter mill makes it difficult to perform remedial cementing, refrac and well logging	«+» • Фрезерование под номинал, что также помогает в дальнейших РИР /Milling for the nominal diameter, which also helps with further remedial cementing • Хорошая очистка ствола скважины, поскольку идет сбор всего шлама/Good wellbore cleanout as all the debris are collected • Наблюдалось увеличение дебита после очистки/There was a flow rate increase after cleanout «-» • При большом наличии проппанта падает эффективность подготовки скважины к исследованиям/ The efficiency of well preparation decreases in case of a large amount of proppant • Ограничение по размеру шлама/ Rock cuttings size limit

Рисунок 1 – Сопоставление разных возможностей по очистке ствола скважины
Figure 1 – Comparison of different methods of wellbore cleanout

воды или газа, наличия перетоков в заколонном пространстве и т. д.

1) Способ вызова притока – в скважинах механизированного фонда распространенным способом добычи является использование установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). При проведении же исследований ПГИ очень важно обеспечить условия, близкие к технологическим, чтобы более достоверно решать поставленные задачи, и такие условия может создать система Y-tool с байпасной системой, имеющей достаточный внутренний диаметр для прохода каротажной компоновки на забой.

2) Доставку приборов на забой было решено осуществлять скважинным трактором, что позволяет получать данные в реальном времени и при необходимости оперативно адаптировать программу исследований.

3) Оптимальный комплекс ПГИ. Условия наличия сложных скважинных режимов течения в ГС, а также возможность заколонных перетоков определили необходимость использования комплекса с оптимально-распределенными датчиками по расходомерии (прямые замеры дебитов каждой фазы по 5 распределенным по сечению скважины чувствительным мини-расходомерам) и с аналогично расположенными 6 электрическими и 6 оптическими датчиками

determination of the phase content of the oil, gas and water (the FloScan® system (FSI)) and spectral noise logging tool.

Jointly, under the coordination of Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika, the necessary combination of all these factors was determined, and Figure 2 shows the schematic of different options of an effective toolset for well conditions and the main pros and cons of each option. The selected option to solve the tasks under expected conditions is highlighted.

Results

Logging operations were carried out according to the approved programs using special hardware at several wells at the Novoportovskoye and Vostochno-Messoyakhskoye fields of Gazprom Neft-Yamal and Messoyakhneftegas. The results of the operations and the analysis of the data obtained from two of these wells are presented below (other surveys will also be discussed in the paper).

Novy Port, well A. The main objective of the logging operation was to determine the cause of the increased gas flow rate and water-breakthrough intervals in an understudied reservoir. The well was completed with filters and open-hole packers. Comprehensive analysis showed that there is no gas breakthrough – gas filtrates uniformly through the reservoir, and water inflow is observed in the bottom of the reservoir. At the same time, as expected, a stratified flow was observed along the whole length of the horizontal wellbore with all three phases (oil, gas, water).

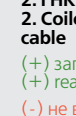
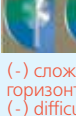
Способ вызова притока Well stimulation method	Способ доставки приборов Tools conveying method	Приборы ГИС Logging tools
 1. Y-tool – насос ЭЦН с байпасной системой 1. Y-tool – ESP with bypass system (+) наиболее стабильный приток (+) the most stable inflow (-) необходимый диаметр байпасной системы для прохождения приборов (-) required diameter of the bypass system to provide free passing of the tools	 1. Скважинный трактор 1. Well tractor (+) запись в реальном времени (+) real time data recording (-) диаметр 54 мм – необходим мин. проходной диаметр НКТ и других элементов заканчивания (-) diameter 54 mm – requirement for a minimum drift diameter of the tubing and other completion components	 1. FSI – комплексный прибор для многофазного потока 1. FSI – multifunctional tool for multi-phase inflow (+) достоверная оценка (+) verified data (-) высоковязкие нефти, когда расходомеры вращаться не будут (-) inability to work in high-viscous oil (flow meters do not rotate)
 2. Компрессирование с НКТ 2. Lifting with tubing (+) доступность (+) availability (-) нестабильный приток (-) nonstable inflow	 2. ГНКТ с кабелем или оптоволоконном 2. Coiled tubing with electric or fiber-optic cable (+) запись в реальном времени (+) real time data recording (-) не всегда доступно (-) not always available	 2. Спектральный шумомер 2. Spectral noise meter (+) оценка герметичности пакеров, заколонных перетоков и работы трещин (+) – ability to identify leakages in packers and casing and evaluate fractures performance (-) качественный, не количественный индикатор притока (-) inflow indication is qualitative rather than quantitative
 3. Компрессирование с ГНКТ 3. Lifting with tubing (+) доставка в ННС и ГС (+) availability to lower tools in deviated and horizontal wells (-) нестабильный приток (-) nonstable inflow	 3. ГНКТ без кабеля с записью в автономном режиме 3. Coiled tubing with autonomous data recording without cable (+) простота работы, доступность (+) simplicity, availability (-) нет контроля качества данных в процессе записи и ограниченность по времени записи (-) inability to control data quality during recording and limited recording time	 3. Распределенные термоанемометры (ТА) 3. Distributed hot-wire velocimeters (+) оценка дебита и фаз в малодобитных скважинах и в высоковязкой нефти (+) measurement of rate and phase rates in low-rate wells and in wells with high-viscous oil (-) расчетная оценка скорости потока (-) calculated flow velocity
 4. Свабирование 4. Swabbing (+) доступность (+) availability (-) ограничение во времени записи (-) limited recording time (-) затухающий дебит, в основном вертикальные неглубокие скважины/(-) decreasing rate – mostly in vertical shallow wells		 4. Стандартный комплекс ПГИ 4. Standard logging tools (+) доступность (+) availability (-) сложность измерения фазовых дебитов в горизонтальных скважинах (-) difficult process of phase rates measurement in horizontal wells (-) зависимость от геометрии (-) dependence on well trajectory

Рисунок 2 – Карта выбора эффективного комплекса для скважинных условий
Figure 2 – Selection of the effective toolset for well conditions

по определению фазового содержания нефти, газа и воды (система FloScan® (FSI)), а также комплексирование методом спектральной шумометрии.

Коллегиально, при координирующей роли ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазофизика», было определено необходимое комплексирование всех этих факторов, и на рис. 2 показана карта выбора эффективного комплекса для скважинных условий и основные плюсы и минусы каждой опции выделен выбор для ожидаемых условий в рамках наших решаемых задач.

Результаты

Исследования по согласованным программам и с применением определенного аппаратного комплекса были проведены в нескольких скважинах на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях компаний ООО «Газпромнефть – Ямал» и АО «Мессояхнефтегаз». Результаты исследований и анализа полученных данных по двум из этих скважин представлены ниже (в докладе будут рассмотрены и другие исследования).

Новый порт, скважина А. Основной задачей исследований было определить причину увеличения дебита газа и интервалы поступления воды в малоизученном объекте разработки. Заканчивание скважины с фильтрами и заколонными пакерами. По комплексному анализу определено, что газ не прорывной, а равномерно подходит по пласту, а поступление воды наблюдается в подошвенной части. При этом, как и ожидалось, наблюдается расслоенный поток по всей длине ГС с присутствием всех трех фаз (нефть, газ, вода), а также имеет место заколонное движение газа за фильтром с выходом в кровельной части, на что указывает увеличение вращения расходомеров в интервалах глухих труб, как показано на рис. 3 розовым цветом в верхней части и между интервалами фильтров. Это, в частности, указывает на герметичность заколонных пакеров.

Результаты исследований позволили принять необходимые решения по оптимизации работы этого малоизученного объекта разработки.

Далее был проведен комплексный анализ результатов с привлечением данных исследований в открытом пилотном стволе, включая данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания. При тестировании и отборе проб в кровельной части был получен смешанный приток газа и нефти. Проведенное вертикальное гидропрослушивание показало анизотропию вертикальной проницаемости K_v , с более высокими значениями K_v в районе ГНК по сравнению с показаниями в районе ВНК. Это в свою очередь объясняет выводы по результатам ПГИ о латеральном подтягивании по пласту. На этом примере стоит отметить, что результаты ГИС и ГДК-ОПК в пилотном стволе могут помочь при планировании траектории

Behind-the-filter gas filtration was also observed, the gas drained from the reservoir top, which was indicated by the increase of flow meter rotation in intervals of blind pipes, as shown in Figure 3 in pink in the upper part and between the filter intervals. This proved the tightness of the open-hole packers.

The results of the logging operation made it possible to make the necessary decisions to optimize the development of this understudied reservoir.

A comprehensive analysis of the results was then carried out using data from the logging operation in the pilot open-hole wellbore, including data from reservoir characterization and formation testing tool and vertical interference testing. Testing and sampling from the reservoir top provided a mixed flow of gas and oil. Vertical interference testing showed anisotropy of vertical permeability K_v , with higher K_v values in the gas-oil contact zone as compared to those in the water-oil contact zone. This, in turn, explains the conclusions from the logging results about lateral movement across the reservoir. It should be noted that this case proves that the results of logging and formation testing in a pilot well can help in planning the trajectory of the horizontal wellbore, as well as in choosing the optimal well production mode. Data from formation testing and vertical interference testing are shown in Fig. 4.

Vostochnaya Messoyakha, well B. The main objective of the logging operation was to determine the cause of the significant increase in water flow rate. The well was completed with filters and borehole packers. The logging data with spectral noise data are shown in Fig. 5 and 6 – a stratified flow was observed as expected. According to the logging results it is determined that high water-cut is caused by massive waterflooding through highly conductive channels in the shoe interval in the upper part of filter 1. The results of the survey made it possible to make the necessary decisions on the following operations.

Conclusion

Competently selected set of tools for reservoir-oriented logging operations helps to solve a wide range of tasks for monitoring and management of field development, for timely decision-making on optimization of single well operation as well as for hydrodynamic model adaptation.

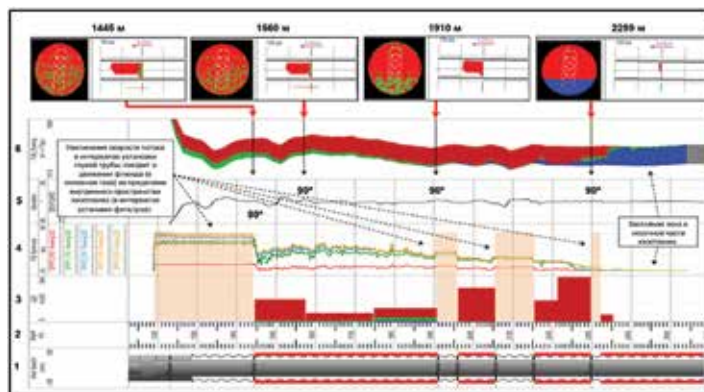


Рисунок 3 – Скважина А – данные ПГИ
Figure 3 – Well A – Logging data

проводки горизонтального ствола, а также для выбора оптимального режима эксплуатации скважины. Данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания приведены на рис. 4.

Восточная Мессояха, скважина В.

Основной задачей исследований было определение причины существенного увеличения дебита воды. Заканчивание скважины выполнено фильтрами и заколонными пакерами. Данные ПГИ совместно с данными спектральной шумометрии приведены на рис. 5 и 6: ожидаемо наблюдается расслоенный поток, по результатам исследований определено, что высокая обводненность обусловлена лавинным обводнением по высокопроводящим каналам в пяточной части в верхней части фильтра 1. Результаты исследований позволили принять необходимые решения по ГТМ.

Заключение

Грамотно подобранный комплекс для промыслово-геофизических пласто-ориентированных исследований помогает решать обширный круг задач мониторинга и управления разработки месторождения, для принятия своевременных решений по оптимизации работы как отдельно взятой скважины, так и для адаптации гидродинамической модели.

Предпочтительными способами доставки приборов на забой являются скважинный трактор или ГНКТ с запасованным кабелем, которые позволяют проводить запись в реальном времени и принимать оперативные решения по оптимизации программы исследований для получения полного набора данных для интерпретации.

Одним из важнейших аспектов является предварительная подготовка скважины к исследованиям, что не только позволяет провести исследования по всей длине ГС, но и часто положительным образом влияет на производительность скважины.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Д. Семикин, М. Ракитин, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Г. Малания, Л. Коломыцев, «Шлюмберже». Оценка профиля и состава притока в горизонтальных скважинах при дренировании нефтяной оторочки с массивной газовой шапкой. SPE 162065. Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 16-18 октября 2012-го.
2. Д.Э. Фитз, «ЭксонМобил Апстрим Рисерч Компани», Эндрю Гузман-Гарсия, «ЭксонМобил Эксплорейшн Компани», Рэм Сандер, Мэтт Биллингхэм, Виталий Смоленский, «Шлюмберже». Расширяя возможности эксплуатационного каротажа в горизонтальных скважинах большой протяженности на месторождении Чайво, Сахалин, Россия – Новый подход к подаче инструмента и профилированию потока. SPE 103589. Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 3-6 октября 2006-го.
3. Taitel, Y. and Dukler, A.E. "A Model for Predicting Flow regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow", AIChEJ. – Vol. 22. – No. 1. – P. 47–55.

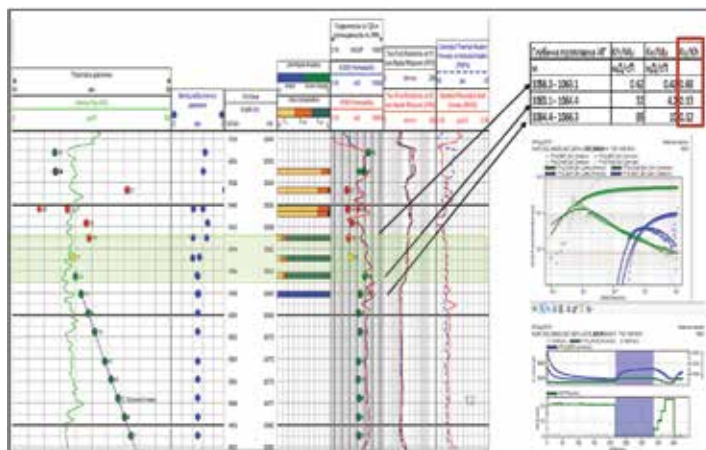


Рисунок 4 – Скважина А – данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания

Figure 4 – Well A – Data from formation testing and vertical interference testing

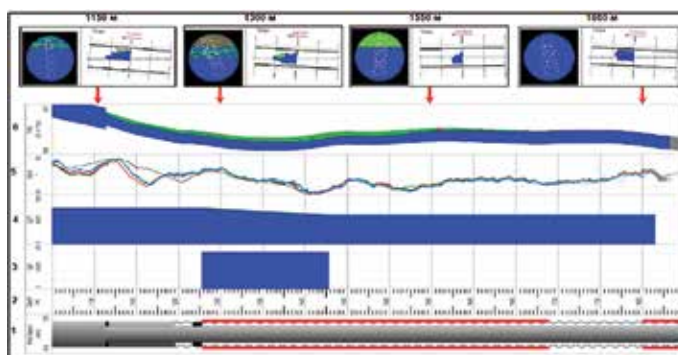


Рисунок 5 – Скважина В – данные ПГИ

Figure 5 – Well B – logging data

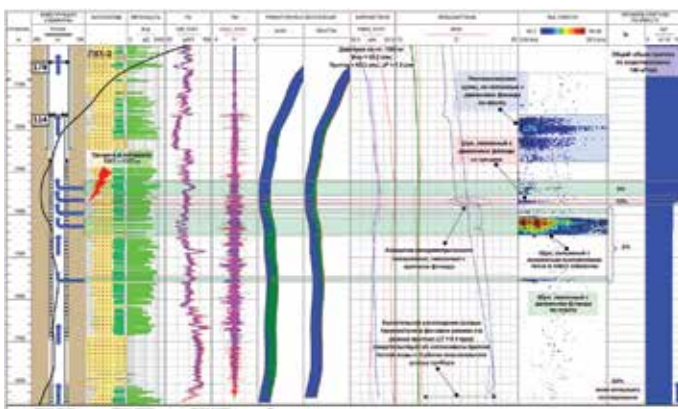


Рисунок 6 – Скважина В – данные ПГИ со спектральной шумометрией

Figure 6 – Well B – logging data with spectral noise logging

Preferred methods of tool delivery to the bottomhole are a downhole tractor or coiled tubing with a cable that allows for real-time recording and operational decisions to optimize the logging program to obtain a complete data set for interpretation.

One of the most important aspects is the preliminary preparation of the well for the survey, which not only allows the survey to be carried out along the entire length of the wellbore, but often has a positive impact on the productivity of the well. ☺



ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



СЕРВИСНАЯ
ПОДДЕРЖКА



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР
ПО РЕМОНТУ И
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА SPM



НАШИ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ДЕЛАЮТ БЕЗГРАНИЧНЫМИ
ВАШИ ВОЗМОЖНОСТИ!

Тезисы Конференции по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 1)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 1)

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

Секция 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Система изолирующего раствора без твердой фазы для повышения эффективности кольтюбинговых работ: опыт применения в Украине

Михаил Питько, Павел Кучковский, Ибрагим Абделлайтиф, АО «Укргаздобыча»; Эрнесто Франко Дельгадо, Андрей Выслобницкий, Эрик Балабатир, Рауль Герман Рашид Аро, Насер Рида Ахмим, Вальтер Гарсия Кардона, Schlumberger

В данной статье описываются три способа применения гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в скважинах с истощенными коллекторами, где полная циркуляция флюида и точность размещения жидкости достигаются только с помощью новой изолирующей системы без использования твердой фазы, которая используется после перфорации. Также в статье описаны подготовительные работы: процедура смешивания раствора и результаты лабораторных исследований, которые были проведены для успешного внедрения технологии.

Исследования пластовых условий в Украине местными и международными проектно-техническими службами показали, что в сильно выработанной скважине гидропескоструйный метод перфорирования через ГНКТ был лучшим вариантом для эффективной перфорации ствола скважины. Однако такой подход может привести к дальнейшему сокращению объемов добычи газа, если абразивный материал (песок) извлечен не полностью. Данный риск был еще выше, поскольку скважины были истощены, а также произошли значительные поглощения раствора в пласт. Таким образом, для успешной реализации метода крайне важным является использование изолирующего раствора без твердых частиц, который можно было бы легко

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

Session 1. INTERVENTION SOLUTIONS

Solids-Free Loss-Control System Enables Efficient Coiled Tubing Workover Operations: Case Studies in Ukraine

Mykhailo Pytko, Pavlo Kuchkovskyi, Ibrahim Abdellaitif, UkrGasVydobuvannya; Ernesto Franco Delgado, Andriy Vyslobitsky, Yarik Balabaty, Raul German Rachid Haro, Nacer Ridha Ahmim, Walther Garcia Cardona, Schlumberger

This paper describes three coiled tubing (CT) applications in depleted reservoir wells, where full circulation and precise fluid placement were achievable only by using a novel solids-free loss-control system, such as abrasive perforating applications. It also describes the preparation work, such as laboratory results and mixing procedure performed to ensure successful implementation.

The analysis of Ukrainian reservoir conditions by local and global engineering teams showed that in a highly depleted well, abrasive jetting through CT was the best option to efficiently perforate the wellbore. However, this approach could lead to later impairment of the gas production if the abrasive material (sand) could not be entirely recovered. Such a risk was even higher as wells were depleted and significant losses to the formation occurred. The use of solids-free fluid-loss material that was easy to mix, pump, and remove after the operation, was, therefore, critical to the success of that approach.

In Ukraine, most of the brownfields have a reservoir pressure that varies between 50% and 20% of the original reservoir pressure.

смешивать, перекачивать и извлекать после работ.

В Украине на большинстве старых месторождений пластовое давление колеблется от 50 до 20% от исходного. Такие условия осложняют проведение работ с ГНКТ, а особенно работы по гидropескоструйной перфорации, где требуется полная циркуляция для вымывания твердых частиц. Также такие условия осложняют работы, в которых необходим точный контроль уровня жидкости, например, при цементировании, чтобы избежать поглощения раствора в пласте.

Изолирующая система без твердой фазы представляет собой состав со сшитыми полимерами гидроксипропилцеллюлозы (ГЭЦ), разработанный для использования после перфорации, когда при больших объемах поглощений требуется маловязкий, не повреждающий, закупоривающий агент, который обычно необходим для предотвращения поступления песка. Он поставляется в виде гелевых частиц, которые легко диспергируются в большинстве жидкостей для заканчивания скважин. Частицы образуют податливую фильтрационную корку с низкой проницаемостью, которая прилегает к стенкам скважины и ограничивает поглощение жидкости. Система обеспечивает низкие потери давления на трение, что позволяет размещать ее с помощью ГНКТ. Внедрение этой системы в Украине впервые позволило полностью вымыть твердые частицы на поверхность без значительного ущерба для пласта; она также использовалась для установки цементных пробок при уравновешенном гидростатическом давлении.

В реализуемом проекте изолирующая система без твердой фазы была впервые использована при проведении колтюбинговых операций. Ранее она применялась только для предотвращения поглощений раствора на этапе заканчивания скважин в песчаных пластах с применением буровых установок.

Цементирование перфорационных отверстий без буровой установки и насосов Джефф Фулкс, Пол Каррагер, BiSN Oil Tools

Цементирование перфорированных интервалов в нефтяных и газовых скважинах часто проводится для изоляции с целью добычи из другого пласта и во время проведения ликвидации скважины с установкой мостовой пробки. Несмотря на то что обычно для таких работ используют тампонажный раствор, в некоторых случаях его применение некорректно, например:

1. Проницаемость пласта слишком мала, чтобы закачивать такую высоковязкую жидкость, как цементный раствор.
2. Температура ствола скважины превышает рабочую температуру раствора.
3. Затрубное пространство за обсадной колонной слишком велико, чтобы его можно было заполнить цементом.
4. Работы на удаленной местности, где размещение буровой установки или установки колтюбинга затруднено или невозможно.

Существует альтернатива цементированию для «закупоривания» перфорационных отверстий, которая решает все эти проблемы – сплавы висмута. Сплавы висмута имеют вязкость, аналогичную вязкости воды, и не требуют прокачки или закачки в пласт. При рабочих температурах до 160 °C они подходят для большинства скважин. В отличие от тампонажного

This is a challenge for CT operations in general and especially for abrasive jetting, which requires full circulation to remove solids. It also complicates intervention when precise fluid placement control is required, such as spotting cement to avoid its being lost into the formation.

The perforation solids-free loss-control system is a highly crosslinked Hydroxy-Ethyl Cellulose (HEC) system designed for use after perforating when high-loss situations require a low-viscosity, nondamaging, bridging agent as is normally required in sand control applications. It is supplied as gel particles that are readily dispersed in most completion brines. The particles form a low-permeability filter cake that is pliable, conforms to the formation surface, and limits fluid loss. The system produces low friction pressures, which enable its placement using CT. Introduction of that system in Ukraine allowed the full circulation of sand or cuttings to surface without inducing significant damage to the formation for first time; it was also used for balanced cement plug placements.

This project was the first application of the solids-free loss-control system in combination with CT operations. It previously was used only for loss control material during the well completion phase in sand formations with the use of drilling rigs.

Squeezing Perforations Rigless – No Pumping or Injection Required Jeff Fulks, Paul Carragher, BiSN Oil Tools

Squeezing perforated intervals is very common in oil and gas wells, either for isolation to produce from another zone or during P&A applications. Though cement is the common material used in this application, sometimes cement is not ideal. A few of these instances are: 1. The formation is too tight to inject a high viscosity fluid like cement. 2. The temperature of the wellbore exceeds the operating temperature of cement. 3. The "void" behind the casing is too large to fill with cement. 4. Remote locations where mobilizing a rig or coil tubing unit is difficult if not impossible.

There is an alternative to cement for "squeezing" perforations that addresses all of these issues, bismuth alloys. Bismuth alloys have a viscosity similar to water and require no pumping or injection into the reservoir. With operating temperatures up to 325°F, they are suitable for the majority of wells. Unlike cement, bismuth alloys solidify rapidly near the wellbore, isolating the perforations regardless of open volume behind the casing and they are deployed on wireline (rigless).



Fidmash | NOV

16-17 сентября 2021 г. в загородном комплексе
"Робинсон Клуб" возле г. Минска прошла

16-я потребительская конференция СЗАО "ФИДМАШ"

20 лет на рынке инновационного оборудования
для нефтесервиса

Присоединяйтесь к нам в 2022 году!





Fidmarsh | NOV

КОЛТЮБИНГ ВЫСШЕЙ ЛИГИ

Более 20 лет на рынке, более 230 колтюбинговых установок эксплуатируются более, чем в 15 странах, более 70 уникальных моделей оборудования.

Наш "бестселлер" - Установка колтюбинговая МК30Т-50 в складской программе

fidmarshnov.by

fidmarshsales@nov.com



раствора, сплавы висмута быстро затвердевают в стволе скважины, изолируя перфорационные отверстия независимо от объема свободного пространства за обсадной колонной. Кроме того, работы проводятся на кабеле (без буровой установки).

Разлагаемая изолирующая система для колтюбинговых работ

Кортни Пэйн, Серхио Рондон Фахардо, Schlumberger

Успех работ по фрезерованию и промывке на ГНКТ в значительной степени зависит от циркуляции флюидов и твердых частиц по стволу скважины. При проведении работ в субгидростатических горизонтальных скважинах невозможно поддерживать стабильный столб жидкости во время работы, что приводит к различным осложнениям. В основном это происходит из-за невозможности поддержания столба жидкости в скважине, что, соответственно, затрудняет или делает невозможной циркуляцию на большом удалении от вертикали и в узких кольцевых пространствах, особенно при наличии зоны поглощения. Некоторые последствия недостаточной циркуляции или ее отсутствия могут быть серьезными: от некачественной очистки ствола скважины и повреждения пласта до аварийных ситуаций прихвата труб.

На протяжении многих лет для оптимизации циркуляции жидкости в субгидростатических скважинах использовалось множество механических и химических решений, но осложнения возникали в каждой работе, что приводило к росту затрат. На текущий момент известны два метода для оптимизации удаления твердых частиц из ствола скважины с низким давлением: использование азота и создание депрессии в стволе скважины за счет притока пластовых флюидов. Первый метод является дорогостоящим, трудоемким и требует предварительного планирования компоновки низа колонны, тогда как второй метод может привести к сильному повреждению пласта или снижению проводимости трещин из-за вымывания проппанта из пристволенной зоны пласта.

Для усовершенствования существующих методов оптимизации циркуляции в субгидростатических скважинах в статье представлена разлагаемая изолирующая система с волокнами и частицами. Система временно предотвращает поглощения в пласт и обеспечивает вымывание твердых частиц из скважины. Данная система была использована в скважинах с низким давлением в Северной Америке. В результате система показала свою эффективность в оптимизации вымывания твердых частиц на поверхность в скважине, где были проблемы со снижением и полной потерей циркуляции.

Улучшение технологии разбуривания пробок ГРП в поврежденном хвостовике – результаты и полученный опыт

Саад Хамид, Saudi Aramco; Викрам Уникришнан, Baker Hughes; Абдулрахман Альджугайман, Saudi Aramco

В данной статье представлен систематизированный рабочий процесс и методология, разработанная для оценки эффективности работ по фрезерованию на ГНКТ для разбуривания пробок ГРП в скважине с

Degradable Loss Control System for Coiled Tubing Interventions

Courtney Payne, Sergio Rondon Fajardo, Schlumberger

Coiled tubing (CT) milling and cleanout interventions depend heavily on the circulation of fluids and debris throughout a wellbore. When these interventions are performed on lateral wells which are subhydrostatic or are not able to sustain a stable column of fluid during the operation, they pose unique challenges. This is mostly due to the inability of the well to support a column of fluid, which consequently causes circulation over long distances and along narrow annular spaces to be difficult or impossible, particularly when a thief zone is present. The many consequences of poor to nonexistent fluid circulation can be severe, ranging from poor hole cleaning and formation damage to inducing a stuck pipe scenario.

Over the years, many mechanical and chemical solutions have been employed to improve fluid circulation in subhydrostatic wells, but each comes with its own set of challenges and can be costly to implement. Two methods commonly used today to improve debris removal from a low-pressure wellbore include the use of nitrogen and the creation of an underbalanced condition in the wellbore by flowing formation fluids. The former is expensive, time consuming, and requires advance bottomhole assembly (BHA) planning whereas the latter can lead to significant formation damage or a reduction in fracture conductivity through the removal of proppant from the near-wellbore area.

A fiber- and particulate-laden degradable loss control system (LCS) is proposed as an improvement on the current techniques used to improve circulation in subhydrostatic wells. The LCS temporarily prevents losses to the reservoir and enables the circulation of debris out of the well. The system was applied to low-pressure wells in North America to demonstrate its effectiveness in addressing the reduction or loss of circulation throughout the wellbore and improving debris transport to surface.

Pushing the Boundaries of Plug Milling in Deformed Liners – Best Practices and Lessons Learned

Saad Hamid, Saudi Aramco; Vikram Unnikrishnan, Baker Hughes; Abdulrahman Aljughayman, Saudi Aramco

This paper presents a systematic workflow/methodology developed to evaluate the milling operations using

искривленным после гидроразрыва пласта хвостовиком. В работе также представлены проблемы, возникшие во время проведения работ, и способы их решения.

В скважине был проведен пятистадийный гидроразрыв пласта, при этом каждый интервал изолировался пробкой. После проведения ГРП для подготовки ствола скважины для дальнейшей эксплуатации был произведен монтаж установки ГНКТ с компоновкой для разбуривания пробок. Первая операция по фрезерованию заняла много времени, поэтому было принято решение о подъеме и осмотре компоновки низа колонны. На боковой поверхности фреза были обнаружены следы значительного износа, при этом на торце следов износа не было, что позволило сделать вывод о смятии колонны хвостовика. Для устранения этой проблемы была разработана специальная стратегия. Было проведено несколько диагностических спусков ГНКТ с компоновками для промывки, скважинной съемки и кавернометрии с контролем параметров в реальном времени.

Результаты каждого проведенного спуска ГНКТ тщательно анализировались для определения характера повреждения хвостовика. Спуски каверномера и забойной камеры были проведены для замера внутреннего диаметра хвостовика и определения характера повреждения. Первоначально была предпринята попытка разбуривания фрезом с наружным диаметром 84 мм, что является наименьшим размером из рекомендованных производителем пробки. Однако инструмент не прошел интервал повреждения хвостовика. В ходе дальнейших обсуждений было принято решение пойти на риск и использовать фрез с наружным диаметром 79 мм, что значительно меньше, чем рекомендованный производителем пробки размер. При таком диаметре существовала угроза того, что фрез может пройти через середину пробки, оставив при этом нетронутыми края. Однако этого не произошло, и все четыре пробки в хвостовике были успешно разбурены, что обеспечило полнопроходной диаметр ствола и дальнейший запуск скважины.

Данная статья может использоваться в качестве руководства по планированию и выполнению внутрискважинных работ в поврежденном хвостовике.

Использование в рабочей бригаде специалистов различных профилей позволяет сократить затраты, количество персонала на рабочей площадке и площадь работ

Джилл Хиллер, Уэйн Брюс, Джеймс Арнольд, Марк Делот, Schlumberger

В данной статье рассмотрены преимущества многопрофильной подготовки персонала для проведения работ на морских установках. Члены бригады являются специалистами в различных областях, включая испытания на кабеле, канатные работы, колтюбинг и газлифт (заканчивание скважины). В статье рассмотрен процесс формирования многопрофильной бригады, конкретные примеры ее использования, а также рекомендации по развитию и поддержке уровня компетенций персонала.

coiled tubing to remove frac plugs in a well with deformed liner, post hydraulic fracturing. This paper also presents the challenges encountered during intervention and steps on how they were mitigated.

The well was completed by hydraulic fracturing of five stages, each separated by a frac plug. Post stimulation, coiled tubing was mobilized to mill the plugs and provide a full bore to begin production. After spending substantial time while attempting to mill in the initial run, decision was made to POOH and inspect the BHA. It was observed that the mill had significant metal loss on the outer periphery with no damage to the mill face, which thereby concluded the presence of liner damage. A strategy was developed on how to remediate this challenge. Multiple coiled tubing diagnostic runs were performed with real-time coiled tubing capabilities, which included cleanout, camera and caliper runs.

Results of each coiled tubing run performed was carefully evaluated to estimate the extent of liner damage. The caliper and video camera runs were important to determine the new reduced ID of the liner. An initial milling attempt with a 3.33" OD mill was performed, which was the smallest size based on the plug manufacturers recommendation. However due to the specific nature of liner damage it could not pass through the restriction. After further discussions, a calculated risk was taken to run with a 3.125" OD mill, which was significantly smaller than the manufacturer's recommendation, and posed an inherent threat of milling through the core of the plug, while leaving the slips intact. This however did not happen, and all four plugs were successfully milled out from the liner, allowing full bore access and well to be flowed back.

This paper will act as a guideline on how to design and execute an intervention operation in deformed liners.

Intervention Multi-Skilled Crew Reduces Personnel on Board, Footprint and Costs

Jill Hillier, Wayne Bruce, James Arnold, Marc Delot, Schlumberger

This paper will highlight the advantages of multi-skilling intervention personnel on offshore installations. Crew members are from different service lines including Wireline, Slickline, Coiled Tubing and Gas Lift (completions). It will discuss how a multi-skilled crew is formed, specific scenarios on how they are utilized and how to develop and maintain the competencies of these personnel.

Through Multi-skilling personnel there

Благодаря многопрофильной подготовке персонала возможно сократить численность рабочих бригад платформ до 50% для некоторых стандартных внутрискважинных работ. Подготовка специалистов разных областей во время пандемии 2020/2021 годов оказалась критически важной, поскольку перемещение работников стало ограниченным или в некоторых случаях представлялось невозможным.

Сокращение численности рабочих на рабочей площадке имеет ряд преимуществ: снижение затрат на содержание персонала и логистику, уменьшение уровня выбросов углекислого газа при транспортировке персонала, более эффективное использование рабочей силы, а также мотивирование и удержание высококвалифицированных специалистов по мере приобретения ими новых навыков. Это также дает возможность использовать местных рабочих для проведения различных операций, позволяющих снизить стоимость внутрискважинных работ во время крупного глобального кризиса.

Секция 2. СБОР И АНАЛИЗ ДАННЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Вибрации колонны ГНКТ и ее преждевременный выход из строя

Брюс Райхерт, Себастьян Краверо, Мартин Вальдез, Хорхе Бунхе, Tenaris

В последние два-три года возникла новая причина повреждений ГНКТ при колтюбинговых работах. Как правило, повреждения колонны происходят в ГНКТ, используемых для разбуривания пробок ГРП в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали. Цель данной работы – исследовать возможные причины этих повреждений. Основное внимание уделяется анализу динамической реакции ГНКТ на осевые вибрации, вызванные скважинным инструментом для работ с большим отходом от вертикали [1], и результирующей реакции материала ГНКТ, приводящей к разрушению.

Последние достижения в области физического моделирования пластичности и усталости колонны ГНКТ

Жанке Лю, Schlumberger; Стивен М. Типтон, Университет Талсы; Динеш Сукумар Schlumberger

Целостность колонны ГНКТ имеет решающее значение для проведения внутрискважинных работ на месторождении. За последние десятилетия в отрасли был разработан ряд компьютерных моделей для контроля и управления напряжениями, возникающими в ГНКТ. Среди них моделирование малоциклового усталости играет первостепенную роль в обеспечении целостности ГНКТ. Развитие данной технологии началось еще в 1980-х годах. В последнее время новые алгоритмы способствовали развитию физического моделирования усталости и пластичности ГНКТ. При спуско-подъемных операциях колтюбинг проходит через циклы изгиба и выпрямления с высокими перепадами давления. Такие жесткие условия приводят к мало- или

is a potential to reduce crew sizes up to 50% for some standard intervention operations. Multi-skilling personnel during the 2020/2021 global pandemic has become critical as personnel movements across regions have become limited or nonexistent in some cases.

Reducing personnel on board has several benefits including lower personnel and logistics costs, lower carbon footprint of transportation of personnel, higher utilization of personnel, and motivating and retaining high skilled personnel as they learn new skills. It also allows for local personnel to be used for multiple operations permitting lower cost interventions to continue during a major global crisis.

Session 2. DATA ENHANCED INTERVENTIONS AND DIAGNOSTICS

Coiled Tubing Vibration and Premature Failure

Bruce Reichert, Sebastian Cravero, Martin Valdez, Jorge Bunge, Tenaris

A new coiled tubing (CT) failure mechanism has appeared in the past two to three years. The failures occur in CT strings used for frac plug milling in extend reach horizontal wells. The objective of this paper is to investigate a possible cause for these failures. The primary emphasis is analyzing the dynamic response of the CT to axial vibrations induced by a downhole extended reach tool [1], and the resulting tubing material response leading to failure.

Latest Development in Physics-Based Modeling of Coiled Tubing Plasticity and Fatigue

Zhanke Liu, Schlumberger; Steven M. Tipton, The University of Tulsa; Dinesh Sukumar, Schlumberger

Coiled tubing (CT) integrity is critical for well intervention operations in the field. To monitor and manage tubing integrity, the industry has developed a number of computer models over the past decades. Among them, low-cycle fatigue (LCF) modeling plays a paramount role in safeguarding tubing integrity. LCF modeling of CT strings dates back to the 1980s. Recently, novel algorithms have contributed to developments in physics-based modeling of tubing fatigue and plasticity. As CT trips into and out of the well, it goes through bending-straightening cycles under high differential pressure. Such tough conditions lead to low- or ultralow-cycle fatigue, limiting CT useful life. The model proposed



ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

- ✓ заказчик оплачивает только стоимость газа;
- ✓ заказчик не несет капитальные затраты, связанные со строительством установки;
- ✓ конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- ✓ блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- ✓ отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- ✓ эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.

8(343)318-21-71



www.comgas.ru



сверхмалоцикловой усталости, ограничивая срок службы ГНКТ. Модель, предложенная в данном исследовании, разработана на основе предыдущей и основана на строго выверенных параметрах материала для расчета изменения ключевых показателей состояния колонны ГНКТ в широком диапазоне условий нагружения. С помощью новых параметров пластичности и деформации модель повреждения, основанная на физике данного процесса, предсказывает усталостную долговечность ГНКТ, а также прогнозируемое увеличение диаметра и истончение стенок. Рассмотренный подход к моделированию предоставляет данные по накоплению повреждений ГНКТ, увеличению диаметра труб и истончению стенок в реалистичных условиях эксплуатации с экспериментальным подтверждением. Было зафиксировано, что для 20 различных сплавов ГНКТ модель повысила общую точность измерений примерно на 18,8%, а целостность данных – на 14,0%, используя набор собранных при постоянном давлении данных, включающий более 4500 фиксированных состояний системы. Результаты моделирования дают представление о нелинейной природе накопления усталостных повреждений. Данное исследование позволило разработать рекомендации для проведения аналитического моделирования и экспериментальных испытаний, обобщить теоретические выводы в области физического моделирования явления малоцикловой усталости и предоставить практические рекомендации по работе с колонной ГНКТ в полевых условиях. Данное исследование обеспечивает фундаментальное понимание явления малоцикловой усталости ГНКТ и вводит новые алгоритмы изменения пластичности и прочности материала.

Определение прогнозных диапазонов коэффициента трения на месторождениях Пермского и Аппалачского бассейнов при разбурировании пробок ГРП

Джон Э. Маккормик, Янхуа Сян, Pegasus Vertex;
Мэтт Туринья, Кевин Дж. Холлерич, Аарон Берардуцци,
Витторио Орсини, Deep Well Services

Операции по заканчиванию скважин, особенно во все более распространенных протяженных наклонных стволах, сопровождаются осложнениями, связанными со спуском инструмента на заданную глубину, обеспечением необходимых значений разгрузки и натяжения колонны, а также ее вращением. Поскольку десятки стадий гидроразрыва пласта в горизонтальных участках длиной более 3000 м стали распространенным явлением, появилось множество технологий, используемых для безаварийного проведения работ по заканчиванию в таких протяженных горизонтальных скважинах. В данной статье рассматривается сочетание трех технологий, которые чаще всего применяются при разбурировании пробок ГРП в длинных горизонтальных скважинах в США: гидравлические установки, программное обеспечение для моделирования скручивающих и осевых нагрузок, а также системы сбора данных.

За последние 20 лет установки ГНКТ использовались для разбурирования пробок ГРП в горизонтальных

in this study is derived from a previous one and based on rigorously derived material parameters to compute the evolution of state variables from a wide range of loading conditions. Through newly formulated plasticity and strain parameters, a physics-based damage model predicts CT fatigue life, along with diametral growth and wall thinning. The revised modeling approach gives results for CT damage accumulation, diametral growth, and wall thinning under realistic field conditions, with experimental validation. For 20 different coiled tubing alloys, it was observed that the model improved in accuracy overall by about 18.8% and consistency by 14.0%, for constant pressure data sets of more than 4,500 data points. The modeling results provide insights into the nonlinear nature of fatigue damage accumulation. This study allowed developing recommendations to guide future analytical modeling and experimental investigations, to summarize theoretical findings in physics-based LCF modeling, and to provide practical guidelines for CT string management in the field. The study provides a fundamental understanding of CT LCF and introduces novel algorithms in plasticity and damage.

Establishing Predictive Friction Factor Ranges in the Permian and Appalachia: Frac Plug Drill Outs

John E. McCormick, Yanghua Xiang, Pegasus Vertex, Inc.; Matt Tourigny, Kevin J. Hollerich, Aaron Berarducci, Vittorio Orsini, Deep Well Services

Completions operations, especially in modern day extended laterals, presents challenges related to tripping to total depth, applying weight down and pull up, and rotating. As dozens of stages in laterals exceeding 10,000 ft stepout have become frequent, numerous technologies have risen to assist with pushing the envelope for reliable completions operations in these long laterals. This paper examines a combination of three technologies that are more commonly being applied when drilling out frac plugs in long horizontals in the USA: hydraulic completion units, torque and drag software, and data acquisition systems.

Coiled tubing units (CTU) have historically been used to drill out frac plugs in shorter horizontal shale wells for the last two decades, and where coil has mechanical limitations, Hydraulic Completion Units (HCU) have taken over drilling out frac plugs in the longer laterals of >10,000 ft. As the limits of drilling out frac plugs have been tested for HCUs, accurate real time data

НОВИНКА ПВУ РИАТ - ПЕРЕДВИЖНАЯ ВОДОГРЕЙНАЯ УСТАНОВКА «ШТОРМ»

Разогрев жидкости для технологий ГРП, ГНКТ, ЗБС, ЧС ситуаций



Шасси КАМАЗ-РИАТ 43118-RR – больше мощности, выносливости и экономичности
(смотрите подробнее на сайте www.riatauto.ru)

НОВОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И КОМПЛЕКТАЦИЯ С ПОВЫШЕННЫМ КПД:



**УВЕЛИЧЕННАЯ
МОЩНОСТЬ**
до 2,5 мВт



**УВЕЛИЧЕННАЯ
СКОРОСТЬ НАГРЕВА**
до $t + 40^{\circ}\text{C}$ 50 м воды
составляет ~ 40 мин



**ЭКОНОМИЯ
СТОИМОСТИ
ЭНЕРГОЗАТРАТ**



ОАО РИАТ

ksm@riat.ru
ab@riat.ru

riatauto.ru
+7 (8552) 30-51-03



сланцевых скважинах меньшей длины. В скважинах, где установки ГНКТ не применимы из-за механических ограничений, используются гидравлические установки для разбуривания пробок ГРП в боковых стволах длиной более 3000 м. Мониторинг данных в реальном времени при испытании технологии разбуривания пробок ГРП на гидравлических установках позволил бригадам максимально эффективно использовать оборудование для заканчивания скважин со все более длинными горизонтальными участками.

Программы моделирования скручивающих и осевых нагрузок обычно используются для прогнозирования осевого усилия и крутящего момента колонны во время спуска оборудования заканчивания скважины. Они позволяют определить максимально допустимую нагрузку на крюк и требуемые значения вращающего момента. На этапе планирования самым сложным для расчета параметром является коэффициент трения для проектируемой скважины, поэтому именно точный расчет коэффициента трения является залогом успешного и безаварийного проведения работ.

Начиная с 2019 года на гидравлических установках заканчивания скважин используются системы управления и сбора данных, позволяющие автоматически рассчитывать ключевые показатели эффективности. Программа обеспечивает передачу данных в режиме реального времени сервисной компании и оператору, что обеспечивает возможность при необходимости оперативно вносить изменения в рабочий процесс. В дополнение к отслеживанию ключевых показателей эффективности в режиме реального времени для обеспечения обратной связи о ходе работы с полевой бригадой коэффициенты трения могут быть сопоставлены с прогнозируемыми графиками крутящего момента для определения вероятности возникновения проблем.

Для получения точных прогнозных коэффициентов трения горизонтальных скважин необходим анализ работ, проведенных на других скважинах. Двумя основными компонентами успешного анализа являются компьютерная модель, которая правильно описывает проведенные в скважине работы, и качественные эксплуатационные данные для сравнения с этой моделью. К сожалению, при работе с такими моделями компании сталкиваются с ограничениями в виде необходимых допущений в отношении входных данных, таких как скорость вращения и скорость спуска, а промысловые данные, собранные для сравнения, зачастую представлены в необработанном виде.

Квалифицированный персонал, использующий передовой инженерный опыт, может комбинировать существующие технологии, чтобы преодолеть ограничения, которые обычно осложняют точное планирование и прогнозирование производительности скважин. Внедрение системы управления и сбора данных на гидравлических установках по заканчиванию скважин значительно повысило качество и объем собранных данных, которые затем могут быть использованы в работе для точного планирования и выполнения операций по заканчиванию скважины.

С помощью программного обеспечения формировался постоянный поток данных с интервалом в одну

has enabled the crews to make the most of their equipment to reliably complete wells with longer and longer lateral sections.

Torque and drag software modeling is a tool commonly used to predict axial force and torsional values during completions that result in the available hook load and the rotary torque requirements. The largest unknown in the planning phase is the appropriate friction factor to use for the upcoming well, with accurate friction factor prediction therefore the key to accurate prejob analysis.

As of 2019 remote telemetry data acquisition systems (DAS) have been used on the HCU, which has allowed key performance indicators (KPIs) to be automatically calculated. The program provides live feed to the service company and operator so that real time changes can be made if necessary. In addition to tracking KPIs in real time to provide the field crew positive or negative feedback, friction factors can be matched to predictive torque plots to identify trends prior to problems arising.

Post-job analysis is needed to produce accurate predictive friction factors for future offset wells. The two main components to a successful post-job analysis are a software model that correctly represents the prior wellbore operations and accurate field data to compare with that model. Unfortunately, the software models in use are commonly limited by necessary assumptions with input data, such as rotary speed and tripping speed, and field data collected for comparison is often rudimentary.

Experienced field personnel using engineering best practices can make use of current tools in combination to overcome the limitations commonly inhibiting accurate performance planning and predictive modeling. The inclusion of the DAS present on the HCU has greatly enhanced the accuracy and amount of rig data gathered, which can then be used in conjunction with operational procedures and torque and drag software to accurately plan and execute completions operations in the wellbore.

Using data acquisition software, a constant stream of data was collected in one-second intervals in over two dozen wells. This system has the ability to measure both rotary speed and rotary torque, which are critical parameters when drilling out frac plugs. By removing these assumptions in the post-job analysis over a number of wells, a range of friction factors have been established for the Appalachian Basin in the Utica and Marcellus plays.

The authors will present field data from two wells as representative case studies,

секунду в более чем 20 скважинах. Эта система позволяет измерять как скорость вращения, так и вращающий момент, которые являются важнейшими параметрами при разбуривании пробок ГРП. После устранения допущения в ходе анализа проведенных работ в нескольких скважинах был установлен диапазон коэффициентов трения для Аппалачского бассейна на месторождениях Ютика и Марселлус.

В статье представлены промысловые данные по двум скважинам в качестве репрезентативных примеров, а также диапазон прогнозных коэффициентов трения, установленных в 13 скважинах для определенных работ по заканчиванию скважин, проводимых на месторождениях Пермского и Аппалачского бассейнов. Задачей данной статьи является распространение технической информации о методологии и практическом опыте моделирования скважин после проведения работ, калибровки коэффициентов трения и определения прогнозных диапазонов для использования в будущих проектах.

Искусственный интеллект для интегрированных работ по капитальному ремонту скважин

Сания Карник, Суприя Гупта, Джейсон Байхли, Schlumberger

Благодаря последним достижениям в области обработки естественного языка и машинного обучения существует потенциальная возможность обработки информации, накопленной за десятилетия истории освоения месторождений и различных производственных записей. В данной статье предлагается процесс анализа данных, использующий искусственный интеллект для обработки тысяч отчетов капитального ремонта скважин (рукописных и электронных), извлечения важной информации и изучения закономерностей производственной деятельности. Также в статье описаны процессы обучения машинного интеллекта количественной оценке эффективности ремонта скважин, а также выработке оптимальных методов эксплуатации месторождения. Были разработаны библиотеки обработки естественного языка для получения и структурирования гигабайтов полевых данных, выявления наиболее полезных источников информации о ремонте скважин, данных о КРС и стоимости проведения работ из неструктурированных отчетов. Система машинного интеллекта для прогнозирования необходимых видов внутрискважинных работ была разработана и обучена на основе текста из отчетов КРС. Эта модель определяет языковую конструкцию и контекст определенных повторяющихся слов, относящихся к типу операции (например, установка инструментов механизированной добычи, ремонтно-изоляционные работы и т. д.), и классифицирует отчеты соответствующим образом. Были построены статистические модели для определения возврата инвестиционных вложений от проведения капитального ремонта скважины и их ранжирования на основе повышения уровня добычи и уменьшения срока окупаемости. Сегодня специалист нефтегазовой отрасли может тратить 80% времени на ручную

along with the range of predictive friction factors established from 13 wells for the particular completions operations evaluated in the Permian and Appalachia plays. It is the goal of the authors to disseminate technical information on the methodology and practice of modeling wells post-job, calibrating friction factors, and establishing predictive ranges for successful use in future projects.

Machine Intelligence for Integrated Workover Operations

Saniya Karnik, Supriya Gupta, Jason Baihly, Schlumberger

Because of recent advancements in the field of natural language processing (NLP) and machine learning, there is potential to ingest decades of field history and heterogeneous production records. This paper proposes an analytics workflow that leverages artificial intelligence to process thousands of historical workover reports (handwritten and electronic), extract important information, learn patterns in production activity, and train machines to quantify workover impact and derive best practices for field operations. Natural language processing libraries were developed to ingest and catalog gigabytes of field data, identify rich sources of workover information, and extract workover and cost information from unstructured reports. A machine learning (ML) model was developed and trained to predict well intervention categories based on free text describing workovers found in reports. This ML model learnt pattern and context of repeating words pertaining to a workover type (e.g. Artificial Lift, Well Integrity, etc.) and to classify reports accordingly. Statistical models were built to determine return on investment from workovers and rank them based on production improvement and payout time. Today, 80% of an oilfield expert's time can be spent manually organizing data. When processing decades of historical oilfield production data spread across both structured (production timeseries) and unstructured records (e.g., workover reports), experts often face two major challenges: 1) How to rapidly analyze field data with thousands of historical records. 2) How to use the rich historical information to generate effective insights to optimize production. In this paper, we analyzed multiple field datasets in a heterogeneous file environment with 20 different file formats (PDF, Excel, and other formats), 2,000+ files and production history spanning 50+ years across and 2000+ producing wells. Libraries were developed to extract workover files from complex folder hierarchies through an

обработку данных. При обработке данных, собранных за десятки лет добычи нефти на месторождении, распределенных по структурированным (по временной последовательности) и неструктурированным записям (например, отчеты КРС), специалисты часто сталкиваются с двумя основными проблемами: 1) как быстро проанализировать данные месторождения с тысячами исторических записей; 2) как использовать такой большой объем данных для оптимизации работ. В данной работе проанализированы несколько наборов данных по месторождению из различных источников с 20 различными форматами файлов (PDF, Excel и другие форматы), более 2000 файлов и историей добычи, охватывающей более 50 лет и более 2000 добывающих скважин. Были разработаны библиотеки для извлечения файлов о КРС из сложных иерархий папок с помощью интеллектуального автоматического поиска. Информация из отчетов была извлечена с помощью библиотек Python и технологии оптического распознавания символов для создания основного источника данных с историей освоения, капитального ремонта каждой скважины и информацией о затратах. Нейросеть была обучена прогнозировать необходимые операции ремонта скважины для каждого отчета с точностью >85%. Затем обширный набор данных был использован для анализа определенных работ КРС по скважинам и расчета ключевых показателей эффективности (KPI) для выявления скважин с потенциалом для повышения дебита. Модель включала в себя два компонента: количественную оценку перспектив добычи и расчет возврата инвестиций для различных ремонтных работ. Компании нефтегазовой отрасли располагают огромными объемами неструктурированных данных и используют менее 1% из них для получения информации о работе месторождения. Представленный рабочий процесс описывает методику получения структурированных и неструктурированных документов, сбора информации, количественной оценки перспективности добычи, анализа капитальных затрат и выявления наилучших сценариев проведения работ КРС с помощью автоматизации. Этот процесс помогает оптимизировать план операционных расходов, снизить затраты и сократить время принятия решений.

Успешное перекрытие интервала газопроявлений с помощью телеметрии на ГНКТ: опыт использования технологии

А. Амиров, Ф. Хадияман, ВР; Д. Парра, Baker Hughes; Ж. Зейналов, А. Кок, Schlumberger

В 2017 году в наклонно-направленной скважине в Каспийском море был зафиксирован резкий рост газового фактора. В результате произошло снижение дебита нефти и несколько раз приходилось останавливать скважину. После проведения двух каротажных исследований было определено, что 76% газа поступало из четырех верхних перфорационных отверстий. Основная задача заключалась в проведении процедуры перекрытия интервала газопроявлений в два этапа: закачка полимера в пласт и установка пакеров в обсадной колонне диаметром 244 мм

intelligent automated search. Information from reports was extracted through Python libraries and optical character recognition technology to build master data source with production history, workover, and cost information. A neural network model was trained to predict workover class for each report with >85% accuracy. The rich dataset was then used to analyze episodic workover activity by well and compute key performance indicators (KPIs) to identify well candidates for production enhancement. The building blocks included quantifying production upside and calculating return of investment for various workover classes. O&G companies have vast volumes of unstructured data and use less than 1% of it to uncover meaningful insights about field operations. Our workflow describes methodology to ingest both structured and unstructured documents, capture knowledge, quantify production upside, understand capital spending, and learn best practices in workover operations through an automated process. This process helps optimize forward operating expense (OPEX) plan with focus on cost reduction and shortens turnaround time for decision making.

Successful Gas Shut Off Operation using a Coiled Tubing Telemetry System: A Case History

A. Amirov, F. Hadianman, BP; D. Parra, Baker Hughes; J. Zeynalov, A. Kok, Schlumberger

In a deviated well in Caspian Sea gas oil ratio (GOR) increased rapidly in 2017. The result was an oil rate decline with several choke backs to manage GOR build-up. After performing two production-logging jobs, it was confirmed that 76% of the gas production was coming from four upper perforations. The main objective was to perform a Gas Shut off (GSO) treatment in two stages to reduce gas production by squeezing polymer into the formation and setting packers at 59° deviation inside 9-5/8 in. casing for temporary isolation of middle and lower production sands.

Fifteen runs were performed with a tube wire-enabled CT telemetry (CTT) system which consists of a customized bottomhole assembly (BHA) that instantaneously transmits differential pressure, temperature, depth data to surface through a non-intrusive tube wire installed inside the CT. For the first time in the region, a tension, compression and torque (TCT) sub-assembly was deployed to control the entire set/retrieve process with accurate downhole upward/downward forces. CTT technology was a key element to successfully set two Thru Tubing Inflatable

при угле наклона 59° для временной изоляции среднего и нижнего продуктивных пропластков.

Было проведено 15 спуско-подъемных операций с использованием системы телеметрии на ГНКТ с проводным каналом связи. Система состоит из специальной компоновки низа колонны, мгновенно передающей данные о перепаде давления, температуре и глубине на поверхность через кабель, установленный внутри ГНКТ. Впервые в данном регионе для управления процессами установки и извлечения оборудования и точного регулирования веса колонны был применен прибор для мониторинга растяжения, сжатия и крутящего момента. Именно благодаря такой системе телеметрии была проведена успешная установка двух надуваемых извлекаемых пакеров на ГНКТ. Определение глубины установки проводилось с помощью корреляции глубин башмака НКТ согласно показаниям локаторов муфт – на 133 м (по вертикали) и 228 м (по стволу) выше глубины установки. Кроме того, во время второй стадии закачки полимера было подобрано более точное время сшивания на основе данных о фактической температуре на забое, зарегистрированной системой телеметрии. На третьей стадии закачки полимера раствор был размещен также на участке обсадной колонны, что позволило избежать возможных осложнений в будущем.

После успешного внедрения системы изоляции интервалов газопроявлений было зафиксировано снижение уровня добычи газа с 0,43 до 0,13 млн м³/сутки, снижение газового фактора с 1958 до 134 млн м³/м³ и увеличение дебита нефти с 0,22 до 0,96 тыс. м³/сутки. После снижения газового фактора компания-оператор начала добывать от 0,24 до 0,32 тыс. м³/сутки из других скважин, которые были остановлены из-за высокого газового фактора.

Система телеметрии на ГНКТ и модуля измерения растяжений, сжатий и крутящего момента для мониторинга состояния низа колонны в режиме реального времени подтвердила свою новизну и эффективность для установки двух надуваемых извлекаемых пакеров, подбора времени сшивания полимерного раствора, его точного размещения в целевых интервалах и последующего извлечения пакеров, что в конечном итоге обеспечило значительное сокращение затрат для оператора.

Секция 3. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИБКИХ ТРУБ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Первый в мире опыт применения каротажного трактора малого диаметра на колонне ГНКТ

Лори С. Дутти, Хусейн А. Сайуд, Абдулазиз А. Аль-Анизи, Saudi Aramco; Норман Б. Мур, Кэрол Коррейя, WWT International Engineering Services

Мониторинг параметров пласта и показателей добычи является важнейшим компонентом эффективной эксплуатации месторождения. При проведении каротажа в открытом стволе горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали возникают серьезные осложнения. При такой длине скважины проведение каротажа в обсаженной части ствола уже

Retrievable Packers (TTIRP) by doing casing collar locator (CCL) correlations at tubing end which was 133 m and 228 m (MD) shallower from setting depths. In addition, during second GSO operation, polymer crosslink time was modify based on actual bottomhole temperature recorded with CTT system. Finally, during third GSO treatment placement was improve spotting more GSO system in casing section avoiding further treatments.

After successful placement of the GSO system, a drop from 15.5 to 4.5 MMscf/day in gas production was observed along with GOR reduction from 11,000 to 750 MMscf/bbl and oil rate increment from 1.4 to 6.04 Mbpd. Furthermore, after gas reduction operator was able to produce between 1.5 to 2.0 Mbpd from other wells that were choke back based on gas handling capabilities limitations

The novelty of using the CTT system and TCT sub-assembly for real-time monitoring of BHA data was proven for not only positioning two TTIRP, modifying polymers crosslink design, placing polymer precisely across target intervals and retrieve two TTIRP that at the end provide direct and positive financial impact for the operator.

Session 3. COILED TUBING AND PIPE DEVELOPMENT, APPLICATIONS, AND SOLUTIONS

First Worldwide Slim Coiled Tubing Logging Tractor Deployment

Laurie S. Duthie, Hussain A. Saiood, Abdulaziz A. Al-Anizi, Saudi Aramco; Norman B. Moore, Carol Correia, WWT International Engineering Services

Successful reservoir surveillance and production monitoring is a key component for effectively managing any field production strategy. For production logging in openhole horizontal extended reach wells (ERWs), the challenges are formidable and extensive; logging these extreme lengths in a cased hole would be difficult enough, but are considerably exaggerated in the openhole condition. A coiled tubing (CT) logging run in open hole must also contend with increased frictional forces, high dogleg severity, a quicker onset of helical buckling and early lockup. The challenge to effectively log these ERWs is further complicated by constraints in the completion where electrical submersible pumps (ESPs) are installed including a 2.4" bypass section.

Although hydraulically powered coiled tubing tractors already existed, a slim CT tractor with real-time logging capabilities was not available in the

является достаточно сложным процессом, а в условиях открытого ствола сложность значительно возрастает. При спуске ГНКТ в открытом стволе возникают такие осложнения, как повышенное трение, высокая степень искривления ствола, винтовое изгибание колонны и непроход инструмента в скважине. Проведение эффективного каротажа в открытом стволе в таких скважинах еще больше усложняется наличием сужений в компоновках заканчивания, в которых устанавливаются электроцентробежные насосы с байпасной системой диаметром 61 мм.

Скважинные тракторы с гидравлическим приводом уже представлены на рынке, однако трактора малого диаметра, спускаемого на ГНКТ, с возможностью мониторинга в режиме реального времени на рынке не было. В партнерстве с производителем колтюбинговых внутрискважинных тракторов была разработана и изготовлена модель трактора малого диаметра, способная доставить ГНКТ на необходимую глубину. Трактор является полностью гидравлическим без использования электрической энергии, что обеспечивает непрерывную регистрацию параметров во время спуска. Скважинный трактор приводится в действие дифференциальным давлением между колонной ГНКТ и стволом скважины и управляется регулированием расхода насоса на устье.

Трактор разработан для повышения эффективности каротажа в открытом стволе горизонтальных скважин. Перед полевой работой трактор прошел множество заводских испытаний. На скважине произвели монтаж трактора с прибором для эксплуатационного каротажа и начали спуск в скважину. Активацию трактора произвели после первого прихвата ГНКТ. В результате трактор прошел более 90% открытого участка ствола скважины, создавая тяговое усилие 1450 кг. Каротаж в реальном времени проводился по ходу движения трактора с момента его активации. Для снятия профиля притока из целевых интервалов исследования были проведены как в работающей, так и остановленной скважине. Исследования в режиме реального времени с помощью трактора позволяют сократить затраты на логистику и мгновенно принять решения о необходимости повторных операций для повышения качества данных.

Новый скважинный трактор малого диаметра – самый компактный в мире и первый в своем роде скважинный трактор, позволяющий проводить каротажные работы в горизонтальных скважинах с протяженным открытым стволом. Возможность успешного проведения геофизических исследований в скважинах с большим отходом от вертикали нельзя недооценивать. Моделирование пласта и геолого-технические мероприятия могут быть эффективны только при высоком качестве имеющихся данных. Преимущества бурения скважин с большим отходом от вертикали: увеличение площади контакта с продуктивным пластом, сокращение площади работ на поверхности и меньшее количество пробуренных скважин. Эти преимущества могут быть потеряны, если не будет обеспечен эффективный мониторинг параметров пласта. Чтобы максимально использовать преимущества горизонтальных скважин, необходимо постоянно разрабатывать креативные технические решения и инновационные конструкции.

market. In partnership with a specialist CT tractor manufacturer, a slim logging CT tractor was designed and built to meet the exceptional demands to pull the CT to target depth. The tractor is 100% hydraulically powered, with no electrical power allowing for uninterrupted logging during tractor logging. The tractor is powered by the differential pressure from the bore of the CT to the wellbore, and is operated by a pre-set pump rate from surface.

Developed to improve the low coverage in open hole ERW logging jobs, the tractor underwent extensive factory testing before being deployed to the field. The tractor was rigged up on location with the production logging tool and ran in hole. Once the coil tubing locked up, the tractor was activated and pulled the coil to cover over 90% of the open hole section delivering a pulling force of up to 3,200 lb. Real-time production logging was conducted simultaneously with the tractor activated, flowing and shut-in passes were completed to successfully capture the zonal inflow profile. Real-time logging with the tractor is logistically efficient and allows instantaneous decision making to repeat passes for improved data quality.

The new slim logging tractor is the world's slimmest most compact, and the first of its kind CT tractor that enables production logging operations in horizontal extended reach open hole wells. The ability to successfully log these extended reach wells cannot be understated, reservoir simulations and management decisions can only as good as the quality of data available. Some of the advantages of drilling extended reach wells such as increased reservoir contact, reduced footprint and less wells drilled will be lost if sufficient reservoir surveillance cannot be achieved. To maximize the benefits of ERWs, creative solutions and innovative designs must continually be developed to push the boundaries further.

Advanced Intervention Technology Platform Provides Increased Capability Enabling Efficient High-Volume Wellbore Cleanout Solutions on Electric Line

Maša Brankovic, Stuart William Murchie, Odd Einar Magnussen, Espen Osaland, Altus Intervention; Niels Erik Sørensen, Lars Hørsaker, Equinor

Electric line deployed well intervention technologies are continuing to grow in use and relevance, this is due to the value provided by a highly efficient and effective means of intervention. It

Передовая технологическая платформа для эффективной промывки ствола скважины в больших объемах на электрическом кабеле

Маша Бранкович, Стюарт Уильям Мерчи, Одд Эйнар Магнуссен, Эспен Осаланд, Altus Intervention; Нильс Эрик Сёренсен, Ларс Хорсакер, Equinor

Технологии внутрискважинных работ с использованием электрических кабелей становятся все более актуальными и распространенными, поскольку являются высокоэффективным методом проведения работ. Они не требуют больших затрат на оборудование, специалистов и доставку материалов, легко контролируются, обеспечивают точное выполнение работ в скважине. Также работы на кабеле менее агрессивны по воздействию на ствол скважины, продуктивный горизонт и окружающую среду. Благодаря этим важным характеристикам системы с применением электрического кабеля становятся предпочтительным выбором заказчиков для многих видов работ, как, например, заканчивание новой скважины, восстановление или ремонт ранее эксплуатируемой скважины или глушение и ликвидация. Предпочтительность выбора этих технологий также отмечается среди тех заказчиков, которые стремятся расширить границы их применения, чтобы использовать их преимущества в более широком диапазоне внутрискважинных работ.

Зачастую работы на кабеле проводятся для выполнения простых задач: например, промывка от шлама в небольших объемах, фрезерование небольших деталей и управление инструментом с небольшими нагрузками. Однако по мере разработки технологических платформ с передовым оборудованием электрический кабель начали применять для работ, которые ранее считались более сложными, – с ГНКТ или с бурильными трубами. Сейчас благодаря эффективности, точности и компактности работы на кабеле начали проводиться для решения более сложных задач.

Относительно недавно на норвежском континентальном шельфе были проведены две работы на кабеле по промывке ствола скважины с большим количеством шлама. Результаты работ раскрывают преимущества этой передовой технологической платформы, показывают возможность масштабирования технологии и бросают вызов традиционным представлениям о возможностях работ на электрическом кабеле.

В первой работе в компоновке заканчивания с большим диаметром образовался большой объем песка, что не позволило выполнить необходимые работы по ликвидации скважины с установкой пробки. Во второй работе на большей части ствола скважины образовались отложения сульфата бария (BaSO_4), что затрудняло доступ к скважине для проведения работ по замене газлифтного клапана. В обоих случаях поставленные задачи были решены с помощью работ на кабеле. Это стало возможным благодаря повышению производительности, информации о состоянии ствола скважины и контролю в режиме реального времени, что обеспечивалось передовой технологической платформой для проведения работ на кабеле. Заказчик искал одного подрядчика на обе эти работы, поэтому

is light on equipment, personnel and logistics, is controlled and precise in its in-well execution, and is less obtrusive to the wellbore, the reservoir and the environment. These valuable characteristics are making electric line deployed solutions the preferred choice of customers for many interventions, whether that be for addressing new well completion, old well rejuvenation or repair, or eventual plug and abandon (P&A) operational scope. Preference is also increasing with those customers who are keen to push the boundaries of these technologies to leverage their beneficial impact across a broader range of intervention operations.

Often, the tasks or workscope assigned to electric line deployed intervention technologies are reserved for what would be considered the lighter end of the spectrum, for example, low volume debris cleanout, small component milling and low force tool manipulation. However, as full system-based intervention technology platforms are developed, incorporating advanced interconnected technology components, the magnitude of what can be achieved has expanded electric line intervention solutions into the realms of work scope previously reserved for heavier methods, like coiled tubing or drill pipe based. That, coupled with the efficient and precise execution and inherently light footprint that electric line deployed intervention brings, is adding to the increased interest in expanding its use.

Two recent electric line deployed wellbore cleanout operations carried out on the Norwegian Continental Shelf involving high volumes of debris demonstrate the advantages this advanced intervention technology platform has enabled, the scalability of its performance, and why it is challenging the traditional thinking and perception of what is possible on electric line.

In the case operation 1, extensive volumes of produced sand had accumulated in a large mono-bore completion preventing the execution of a required P&A operation. In case operation 2, the well had significant Barium Sulphate (BaSO_4) scale deposits over much of its length, which prevented well access for a required gas lift valve (GLV) change out. In both these cases, efficient and effective electric line deployed remediation was possible due to the increased performance, in-well task visibility and real-time task control provided by the advanced electric line intervention technology platform that was utilised. Attempting both these cases was strongly encouraged by the customer, leading a one team approach.

For case operation 1, high speed tractor

над каждой операцией работала одна команда.

На первой скважине было выполнено несколько спуско-подъемных операций, была достигнута высокая скорость трактора – более 26 метров в минуту. Контрольно-измерительные приборы в режиме реального времени показывали заполненность приемных камер, обеспечивая минимальное время нахождения на одной глубине во время сбора. На всех спуско-подъемных операциях, кроме одной, были достигнуты 100%-е показатели извлечения, при этом было собрано 1400 литров песчаных частиц, что позволило очистить 280 метров ствола скважины, в среднем скорость очистки составила 140 литров за 24 часа. В ходе работы на второй скважине было разбурено более 2000 метров твердых отложений при скорости проходки в среднем 44 м/час, что позволило восстановить доступ для проведения необходимых работ на кабеле и последующей замены негерметичного газлифтного клапана для восстановления целостности скважины. В результате скважина была снова запущена в эксплуатацию. В обоих случаях были достигнуты рекордные значения по объему удаленного шлама и глубине интервалов, очищенных с помощью высокотехнологичной платформы.

Оптимизация конструкции гидравлического агитатора для применения в скважинах с большим отходом от вертикали

Хусейн Сайуд, Лори Дути, Saudi Aramco; Ахмед Альбакши, Мухаммад Ахсан, NOV

По мере увеличения длины горизонтальных скважин возможностей колтюбинга по проведению внутрискважинных работ становится недостаточно, что требует внедрения новых технологий. Обычно на работах с ГНКТ используется программное обеспечение для моделирования трубы и оптимизации размера и веса трубы для достижения требуемой глубины. После выбора подходящего размера ГНКТ следующим и наиболее важным фактором, который необходимо учитывать при достижении забоя, являются силы сопротивления и трения между ГНКТ и стволом скважины. Уменьшение трения и компенсация продольного изгиба значительно увеличат глубину дохождения колонны. Для решения этой задачи было разработано несколько версий инструмента для генерации импульсов давления в компоновке низа колонны ГНКТ.

Эти инструменты создают вибрации или импульсы давления, которые позволяют замедлить спиральное скручивание ГНКТ. Такие инструменты часто включаются в компоновку низа колонны. Однако у существующих агитаторов есть технологические ограничения применения. В статье представлена новая разработка гидравлического агитатора для увеличения длины проходки ГНКТ. Агитатор непрерывно генерирует импульсы давления по всей длине трубы. Система обеспечивает снижение статического трения и преобразует его в динамическое, направленное вдоль ГНКТ. Непрерывное создание гидравлических вибраций предотвращает спиральное скручивание ГНКТ и таким образом уменьшает количество точек контакта ГНКТ со стенками скважины, что приводит к снижению сил сопротивления.

conveyance speeds of over 26 meters/minute were achieved on this multi-run operation. Instrumentation provided real-time indication of collection chambers being full, ensuring minimal time on depth during collection. Consistent high volume recovery rates of 100% were achieved on all but one of the collection runs, with a total of 1400 liters of sand debris being collected, clearing 280 meters of wellbore, at an average of 140 liters per 24 hours. For case operation 2, over 2000 meters of hard scale was milled, at a rate of penetration (ROP) of 44 meters/hour, on average, re-establishing access for required electric line intervention runs and the subsequent change out of the leaking GLV to restore the integrity of the well, enabling it to be put back on line and resume production. Record breaking achievements regarding the volume of debris removed and depth intervals cleaned via the intervention technology platform were made in both cases.

Design Optimization for Hydraulically Driven Agitation Tool in Extended Coiled Tubing Reach Application

Hussain Saood, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Ahmed Albaqshi, Muhammad Ahsan, NOV

As the boundaries are pushed with increased length of horizontal wells, coiled tubing (CT) well intervention capabilities are challenged requiring new technologies to expand existing capabilities. When utilizing coiled tubing, standard best practice is to first utilize CT modeling software to optimize CT size and weight for maximum reach. After choosing the right CT size, the next and most critical factor to address in extending the reach is, drag and frictional forces between the CT and the wellbore. Reducing friction and delaying helical buckling will significantly increase the reach. Several versions have been created utilizing various pressure pulse tools in the CT bottom hole assemble (BHA) to accomplish this task.

These tools work by creating vibration or pressure pulses that allow for a delay in the onset of the helical buckling of CT and are widely utilized and accepted as solutions. However, existing agitation tool limitations have been reached. A newly designed and developed, hydraulically driven agitation tool (HDAT) to extend CT reach delivers continuous frequency pressure waves along the entire length of the CT. The HDAT provides a reduction in static friction and converts that to a dynamic friction form along the CT string. The continuous hydraulic agitation reduces the onset of helical buckling and thus reduces CT helical contact



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



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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении,
ГРП и ГНКТ**
Workover, CT & fracturing supervising



packer-tools.ru, contact@packer-tools.ru

Разработка, проектирование и лабораторные испытания гидравлического агитатора прошли через несколько этапов, в результате чего было создано три поколения этого инструмента, причем каждая версия обладала улучшенными характеристиками. Последнее поколение агитатора было разработано для использования на оптимальных рабочих частотах и создания вибраций, действующих на наиболее длинный участок колонны ГНКТ. Улучшение рабочих характеристик нового поколения агитатора было достигнуто после масштабных лабораторных и полевых испытаний с проходкой глубины 7460 м в скважине с горизонтальным открытым стволом длиной 1400 м.

Новый гидравлический агитатор был доработан с целью повышения производительности и надежности для проведения эффективной кислотной обработки под давлением ниже давления гидроразрыва. Опыт, полученный при использовании предыдущих версий инструмента, был проанализирован, и новая версия позволила увеличить проходку ГНКТ в самых сложных горизонтальных скважинах.

Бурение на депрессии с использованием колтюбинга: работа на северном склоне Аляски, показывающая преимущества бурения прямолинейного ствола скважины

Антони Мишевски, Адам Мишевски, Ричард Стивенс, Маттео Джеминьяни, AnTech Ltd

На северном склоне Аляски было необходимо пробурить 5 скважин с помощью колтюбинговой установки для наклонно-направленного бурения. Особенность этих скважин заключалась в том, что требуемая длина боковых стволов должна была составлять не менее 1800 м на небольшой глубине. Это почти в два раза больше, чем длина горизонтальных участков, которые обычно бурятся на больших глубинах. Небольшая глубина означала, что в 2 из 5 скважин было необходимо выполнить вырезку окна через 3 обсадные колонны. Такая работа выполнялась впервые. После бурения в скважины планировалось спустить перфорированный хвостовик на ГНКТ. Для этого требовался очень гладкий и прямолинейный ствол скважины, чтобы хвостовик можно было спустить до забоя бокового ствола.

Для увеличения проходки в боковом стволе рассматривались различные методы, включая спуск инструмента для работ в скважинах с большим отходом от вертикали, использование понизителя трения, увеличение диаметра ГНКТ и использование компоновки низа колонны, которая способна обеспечить бурение по прямой траектории. Все эти варианты были просчитаны с помощью программного обеспечения для расчета нагрузок на ГНКТ, и была проведена оценка их относительной эффективности.

В результате работы по бурению были выполнены с превышением поставленных целей. Этот проект позволил обеспечить рекордную длину боковых стволов, рекордную длину хвостовика, спущенного на ГНКТ за одну спуско-подъемную операцию, и вырезку окна в трех обсадных трубах. Данные, полученные в ходе работ, могут быть использованы для точного моделирования аналогичных работ в будущем. ☉

points, resulting in lower resistance force.

The development, design, and lab testing for the HDAT has been through extensive development stages resulting in three generations of the tool, with each version providing an incrementally improved performance. The latest generation HDAT has been designed to function at optimum operational frequencies and produce excitation that works on a longer section of the CT. The performance advancement of the newly designed HDAT generation was achieved after extensive lab testing with a field run reaching a total depth of 24,500 ft over a 4,600 ft open hole lateral section.

The new HDAT was redesigned to improve performance and reliability to achieve an effective matrix acid stimulation treatment. The lessons learned from previous generations were imbedded to extend the reach of the CT in the most challenging extended reach wells.

Underbalanced Drilling with Coiled Tubing: A Case Study on the Alaskan North Slope, Which Proves the Benefits of Drilling a Straight Hole

Antoni Miszewski, Adam Miszewski, Richard Stevens, Matteo Gemignani, AnTech Ltd

A set of 5 wells were to be drilled with directional Coiled Tubing Drilling (CTD) on the North Slope of Alaska. The particular challenges of these wells were the fact that the desired laterals were targeted to be at least 6000ft long, at a shallow depth. Almost twice the length of laterals that are regularly drilled at deeper depths. The shallow depth meant that 2 of the 5 wells involved a casing exit through 3 casings which had never been attempted before. After drilling, the wells were completed with a slotted liner, run on coiled tubing. This required a very smooth and straight wellbore so that the liner could be run as far as the lateral had been drilled.

Various methods were considered to increase lateral reach, including, running an extended reach tool, using friction reducer, increasing the coiled tubing size and using a drilling Bottom Hole Assembly (BHA) that could drill a very straight well path. All of these options were modelled with tubing forces software, and their relative effectiveness was evaluated.

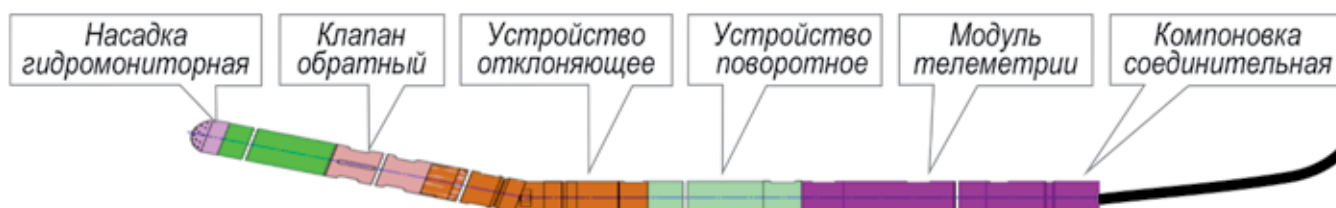
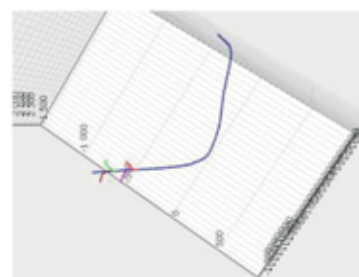
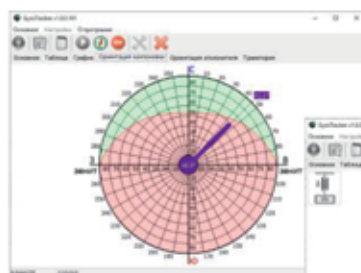
The drilling field results easily exceeded the minimum requirements for success. This project demonstrated record breaking lateral lengths, a record length of liner run on coiled tubing in a single run, and a triple casing exit. The data gained from this project can be used to fine-tune the modelling for future work of a similar nature. ☉

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УПРАВЛЯЕМОГО КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ



Кислотоструйное бурение - обеспечивает кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. Применяется для карбонатных пород известково-доломитового ряда CaCO_3 - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. К данным типам пород относятся породы с содержанием карбонатных минералов более 50%.

- Электропитание внутрискважинной компоновки и передача информации на поверхность осуществляются по кабелю, расположенному внутри колтюбинговой трубы.
- Конструкции поворотного и отклоняющего устройств обеспечивают проходку как радиусных, так и прямолинейных участков скважины, чем обеспечивают эффективное управление траекторией.
- Инклинометр кабельного типа обеспечивает контроль траектории в режиме реального времени.
- Программное обеспечение даёт возможность построения и сравнения проектных и реальных траекторий в 3D.



Мы стремимся исходить из потребностей заказчика We Go with the Customer's Needs

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает И.В. Лесь, директор ООО «Новые технологии севера».

Coiled Tubing Times journal is interviewing IV. Les, director of the "New Technologies of the North".

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

In the oil sector since 2003. Years of experience in oil production, workover, hydraulic fracturing, and coiled tubing services. He made the way from an oil production operator to an enterprise director.



«Время колтюбинга»: Иван Валериевич, не так давно Вы возглавили компанию «Новые технологии севера». Что способствовало такому важному Вашему решению?

Иван Лесь: Компания «Новые технологии севера» существует уже более семи лет, но до недавнего времени она не специализировалась ни на нефтегазовом сервисе, ни на изготовлении оборудования. В настоящее время наша компания является резидентом Тюменского технопарка, а также членом Ассоциации «Нефтегазовый кластер» фонда содействия инновациям Тюменской области.

Идея реорганизации компании для предложения услуг в сфере высокотехнологичного сервиса родилась, когда объединились высококлассные специалисты — люди, которые изготавливали, проектировали и применяли сложное оборудование при бурении скважин, проводившие сложные работы в КРС и аварийные работы, использовавшие колтюбинговые технологии. Я всегда считал, что самое главное — это люди. Так и вышло.

ВК: Именно так. Известен афоризм: «Кадры решают всё», приписываемый «отцу народов». Каково Ваше личное участие в структуре компании? Вы вошли в число акционеров?

Coiled Tubing Times: Ivan Valerievich, not so long ago you headed the "New Technologies of the North" company. What contributed to such an important decision of yours?

Наибольшие перспективы имеют технологии, которые оставляют равнопроходной хвостовик, потому что с таким хвостовиком в дальнейшем возможно использование очень многих методик.

The most promising technologies are those that leave an internal-flush shank, because with such a shank in the future, it is possible to use a variety of techniques.

Ivan Les: The company "New Technologies of the North" has existed for more than seven years, but until recently it did not specialize either in oil and gas services or in the manufacture of equipment. At present, our company is a resident of the Tyumen Technopark, as well as a member of the Oil and Gas Cluster Association of the Innovation Promotion Fund of the Tyumen Region. The idea of reorganizing the company to offer services in the field of

И.Л.: Совместно с партнерами мы всесторонне изучили положение дел в «Новых технологиях севера», структуру рынка и решили изменить профиль компании, чтобы она точно соответствовала своему названию: новые технологии. Я пригласил и привел с собой специалистов, у нас появились идеи и направление развития. Далее только вперед...

ВК: Специалисты были приглашены преимущественно с Вашего прежнего места успешной работы? Из компании «Пакер Сервис»?

И.Л.: Нет, не только.

ВК: Сколько ведущих специалистов задействовано на настоящий момент?

И.Л.: Семеро.

ВК: На сайте компании дано такое ее определение: «Новые технологии севера» – динамично развивающаяся нефтесервисная компания, специализирующаяся на внедрении высокотехнологичного оборудования, а также инженерно-технологическом сопровождении и сервисных услугах в области строительства и ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пласта». В каких регионах «Новые технологии севера» намерена предоставлять услуги? Преимущественно в северных?

И.Л.: Во всех основных нефтегазодобывающих регионах России. Специалисты компании с успехом решают поставленные задачи как в суровых условиях заполярного Ямала, так и в жарких степях Оренбуржья и Республики Башкортостан. А «север» – это звучно. По-моему, без севера никуда.

ВК: Какие инновации Ваша компания собирается предложить заказчикам в скором времени?

И.Л.: Сейчас мы изготавливаем оборудование для проведения работ по спуску эксплуатационной колонны для бурения.

ВК: На свинчиваемых трубах?

И.Л.: Да, у нас в проекте создание системы свинчивания. Мы исходим из потребностей

Наша компания является резидентом Тюменского технопарка, а также членом Ассоциации «Нефтегазовый кластер» фонда содействия инновациям Тюменской области.

Our company is a resident of the Tyumen Technopark, as well as a member of the Oil and Gas Cluster Association of the Innovation Promotion Fund of the Tyumen Region.

high-tech services was born when high-class specialists united – people who manufactured, designed and used sophisticated equipment for drilling wells, who carried out complex work in well workover and emergency operations using coiled tubing technologies. I have always believed that people are the most important thing. And so it happened.

CTT: That's right. There is a well-known aphorism “Cadres decide everything”, attributed to

Stalin. What is your personal involvement in the structure of the company? Are you among the shareholders?

И.Л.: Together with the partners, we thoroughly studied the state of affairs in New Technologies of the North, the structure of the market, and decided to change the profile of the company so that it exactly matches its name: new technologies. I invited and brought specialists with me, we got ideas and a direction for development. Never look back...

CTT: Were the specialists mainly hired from your previous place of successful work? From Packer Service?

И.Л.: No, not only.

CTT: How many leading experts are involved at the moment?

И.Л.: Seven.

CTT: The website defines the company's as “New Technologies of the North” – a dynamically developing oilfield services company specializing in the implementation of high-tech equipment, as well as engineering and technological support and services in the field of well construction and workover and enhanced oil recovery”. In which regions does New Technologies of the North intend to provide services? Mainly in the north?

И.Л.: In all major oil and gas producing regions of Russia. The company's specialists successfully solve the assigned tasks both in the harsh conditions of the polar Yamal, and in the hot steppes of the Orenburg region and the Republic of Bashkortostan. And "north" is a catchword. In my opinion, the north is our priority.

заказчиков, с которыми у нас обширные связи, и, насколько возможно, реализуем их желания. У нас имеются значительные совместные наработки по технологиям и с отечественными компаниями, и с производителями оборудования из Китая и Канады. Мы тесно сотрудничаем с ними и в случае необходимости имеем возможность применить их опыт при решении каких-либо сложных вопросов.

ВК: Нашей редакции известно о сотрудничестве Вашей компании с СЗАО «Новинка», входящем в Группу ФИД. Если это не коммерческая тайна, то раскройте, пожалуйста, читателям журнала суть этого проекта. Каковы его перспективы?

И.Л.: Перспективы значимые. Но начну с того, как мы пришли к совместной работе с СЗАО «Новинка». Я уже сказал, что мы стремимся исходить из потребностей заказчика. Важность такого подхода у меня выработалась в результате многолетней работы. Многие заказчики знают меня лично и, не побоюсь показаться нескромным, как человека не только слова, но и дела. Сейчас на рынке один из самых модных трендов – повторные ГРП или рефракции. Почему? Потому что в них нуждается около четырех с половиной тысяч скважин. Так вот, у одного из заказчиков родилась идея: почему бы не совместить рефрак с кислотоструйным вскрытием пласта, тем более что карбонатные породы коллектора это позволяют?

ВК: Имелся ли у отечественных компаний опыт подобных работ?

И.Л.: В России есть опыт таких работ, но на необсаженных стволах. Эти работы вела не наша компания, они были выполнены где-то более, а где-то менее успешно, однако некоторый опыт есть. Но нашему заказчику захотелось провести их с обсаженных стволов, с горизонтальных хвостовиков, с неразбуренными портами МГРП – полный набор! Условие было поставлено: «Вот скважина, делайте, что сочтете нужным, но КРС не привлекаем. Придумайте, как сделать». Мы и придумали. Обратились к «Новинке», потому что ее конструкторы создали оборудование, способное быть задействованным в проведении таких сложных работ.

ВК: Какое именно? У «Новинки» много инноваций.

У одного из заказчиков родилась идея: почему бы не совместить рефрак с радиальным вскрытием пласта, тем более что карбонатные породы коллектора это позволяют?

One of the customers had an idea: why not combine refraction with radial opening of the formation, especially since the carbonate rocks of the reservoir allow it?

В нашем случае определяющим фактором является система телеметрии – система передачи данных

In our case, the determining factor is the telemetry system – the data transmission system.

CTT: What innovations is your company going to offer customers in the near future?

I.L.: Now we are manufacturing equipment for carry production string for drilling.

CTT: On joint pipes?

I.L.: Yes, we have a make-up system in our project. We go with the customer's needs, with whom we have extensive contacts, and, as far as possible, we realize their desires. We have significant joint developments in technology with both domestic companies and equipment manufacturers

from China and Canada. We work closely with them and, if necessary, have the opportunity to apply their experience in solving any complex issues.

CTT: Our editorial office is aware of your company's cooperation with Novinka CJSC, a member of the FID Group. If this is not a trade secret, then please reveal the essence of this project to the readers of the journal. What are its prospects?

I.L.: The prospects are significant. But I'll start with how we came to work with Novinka CJSC. I have already said that we strive to go with the customer's needs. The importance of this approach has developed for me as a result of many years of work. Many customers know me personally and, I'm not afraid to seem immodest, as a person not only in words, but also in deeds. Now on the market one of the most fashionable trends is repeated fracturing or refraction. Why? Because about four and a half thousand wells need them. So, one of the customers had an idea: why not combine refraction with

acid jet opening of the formation, especially since the carbonate rocks of the reservoir allow it?

CTT: Did domestic companies have experience with similar work?

I.L.: Russia has experience of such work, but on open holes. These works were not carried out by our company, they were performed somewhere more, but

И.Л.: В нашем случае определяющим фактором является система телеметрии – система передачи данных. Заказчику очень важно определять с поверхности через эту систему, куда поворачивать оборудование в скважине, куда идти, как его сориентировать. На рынке есть производители оборудования, но без такой системы. У некоторых компаний подобные системы в процессе разработки или изготовления, имеются и аналоги, но у них ценник значительно дороже. А у СЗАО «Новинка» все готово, и цена устраивает. Мы поэтому к ним и обратились.

ВК: Работы уже начали?

И.Л.: Нет, пока готовимся.

ВК: Когда планируете начать?

И.Л.: Определяющим будет волевое решение заказчика. Это будут ОНР. В настоящее время заказчик ждет от нас информации по возможности проведения этих работ и по помощи в составлении технического задания. Поскольку без нас, без нашего понимания предстоящего процесса он самостоятельно составить техзадание не может.

ВК: А Вы уже понимаете, как провести такие работы?

И.Л.: Мы не только понимаем, но и подобрали необходимое оборудование. У нас уже все готово.

ВК: Как Вам видится развитие колтюбинговых технологий в России в настоящее время?

И.Л.: Если честно, то колтюбинговые технологии в России несколько стагнируют. Мы отмечаем снижение востребованности оборудования. За рубежом использование колтюбинга расширяется, появляются новые технологии, а у нас заказчики почему-то считают, что если использовать колтюбинг, то это обойдется дороже. При этом не принимаются в расчет ни дополнительная добыча нефти,

За рубежом использование колтюбинга расширяется, появляются новые технологии, а у нас заказчики почему-то считают, что если использовать колтюбинг, то это обойдется дороже. При этом не принимаются в расчет ни дополнительная добыча нефти, ни то, что после освоения скважины азотом ее эффективность становится намного выше.

The use of coiled tubing is expanding abroad, new technologies are emerging, and for some reason our customers believe that if coiled tubing is used, it will cost more. At the same time, neither additional oil production nor the fact that after the well is completed with nitrogen, its efficiency becomes much higher are not taken into account.

somewhere less successfully, but there is some experience. But our customer wanted to conduct them from cased holes, from horizontal liners, with undrilled MSHF ports – a complete set! The condition was set: "Here is a well, do what you see fit, but we do not involve workover. Figure out how to do it." We came up with it. We turned to Novinka because its designers have created equipment that can be used in such complex work.

CTT: Which one? Novinka has a lot of innovations.

И.Л.: In our case, the determining factor is the telemetry system – the data transmission system. It is very important for the customer to determine from the surface through this system where to turn the equipment in the well, where to go, how to orient it. There are hardware manufacturers on the market, but without such a system. Some companies have similar systems in the development or manufacturing process, there are also analogues, but their price tag is much more expensive. And at CJSC "Novinka" everything is ready, and the price suits. That's why we turned to them.

CTT: Has the work started yet?

И.Л.: No, while we are preparing.

CTT: When are you planning to start?

И.Л.: The willful decision of the customer will be decisive. These will be Main Engineering Solutions. At present, the customer is awaiting information from us on the possibility of carrying out these works and for assistance in drawing up a technical assignment. Because without us, without our understanding of the upcoming process, he cannot independently draw up the terms of reference.

CTT: Do you already understand how to do this kind of work?

И.Л.: We not only understand, but also selected the necessary equipment. We have everything ready.

CTT: How do you see the development of coiled tubing technologies in Russia at the present time?

ни то, что после освоения скважины азотом ее эффективность становится намного выше. Заказчик не считает, что можно добиться значительного роста добычи нефти, разбурив порты МГРП с помощью ГНКТ. Но хвостовик ведь состоит из многих портов, и, чем дальше к забою, тем более сужается проходной контур, а пластовое давление во всех частях одинаково. Для того чтобы извлекать жидкость из последнего порта, нужно штуцирование. А значит, как минимум надо делать равнопроходной диаметр. Два первых верхних порта всегда хорошо отрабатывают, но потом обводняются и начинаются проблемы. Кратковременное удешевление, связанное с использованием шаров, ведет к обратному результату. Это уже подтверждено практикой.

БК: Какие технологии повышения нефтеотдачи, по Вашему мнению, имеют наибольшие перспективы?

И.Л.: Технологии, которые оставляют равнопроходной хвостовик, потому что с таким хвостовиком в дальнейшем возможно использование очень многих методик. Технологии на чашечных пакерах. Система «ОСА».

БК: Пожалуйста, расскажите о чашечных пакерах и о системе «ОСА» более подробно.

И.Л.: Система «ОСА» предназначена для проведения перфорации и МГРП. Она разработана нашей компанией, часть оборудования для нее изготавливается по нашим чертежам, часть мы заказываем. В основе технологии «ОСА» – гидромеханический прокалывающий перфоратор (ГПП) – оборудование для создания отверстий в эксплуатационной колонне (ЭК) с проходом цементного кольца и углублением режущего элемента в пласт с последующим намывом каверн. «ОСА» обеспечивает максимально качественное гидродинамическое сообщение скважины с пластом, может применяться как в цементируемых, так и в нецементируемых ЭК, позволяет провести селективные работы по прокалывающей перфорации и ГРП за одну спуско-подъемную операцию. Установка чашечного пакера (CUP PACKER RE FRAC) позволяет провести МГРП в равнопроходном хвостовике в ЭК 102-114 мм. Эта технология – более дешевый и эффективный аналог Plug & Perf.

БК: Как Вам удалось убедить заказчиков применить новые, зачастую непривычные, технологии?

И.Л.: Особых секретов нет. Во-первых, мы

И.Л.: To be honest, coiled tubing technologies in Russia are somewhat stagnant. We note a decrease in the demand for equipment. The use of coiled tubing is expanding abroad, new technologies are emerging, and for some reason our customers believe that if coiled tubing is used, it will cost more. At the same time, neither additional oil production nor the fact that after the well is completed with nitrogen, its efficiency becomes much higher are not taken into account. The customer does not believe that it is possible to achieve a significant increase in oil production by drilling out the ports of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing. But the liner consists of many ports, and the further to the bottomhole, the more the flow contour narrows, and the reservoir pressure is the same in all parts. In order to extract liquid from the last port, you need a choke. This means, at least, it is necessary to make an equal bore diameter. The first two upper ports always work well, but then they are flooded, and problems begin. A short-term reduction in price associated with the use of the balls leads to the opposite result. This has already been confirmed by practice.

СТТ: Which enhanced oil recovery technologies do you think are the most perspective?

И.Л.: Technologies that leave an internal-flush shank, because with such a shank in the future, it is possible to use a lot of techniques. Cup packer technologies. Main automation system.

СТТ: Please tell us more about cup packers and the main automation system.

И.Л.: Main automation system is designed for perforation and multistage fracturing. It was developed by our company, part of the equipment for it is manufactured according to our drawings, and we order part of it. The main automation system technology is based on a hydromechanical piercing perforator – equipment for creating holes in the production string with the passage of the cement ring and the deepening of the cutting element into the formation, followed by the formation of caverns. Main automation system provides the highest quality hydrodynamic communication of the well with the formation, can be used in both cemented and non-cemented production string, allows performing selective perforation and hydraulic fracturing operations in one round trip. Installation of a cup packer (CUP PACKER RE FRAC) allows performing multistage hydraulic fracturing in an equal liner in 102–114 mm production string. This technology is a cheaper and more efficient analogue of Plug & Perf.

предложили реальное решение проблем, всплывающих у заказчика. А во-вторых, сначала были проведены испытания, на которые пригласили авторитетных специалистов как со стороны заказчика, так и экспертов из отраслевых институтов ведущих ВИНК. Испытания проводились на базе Тюменского индустриального университета. Они показали действенности технологии. В результате этих испытаний были составлены два протокола с ведущими ВИНК («Газпром нефть» и «Роснефть»), в которых было отражено, что данная технология может применяться на месторождениях этих компаний. После этого экономистами заказчика был сделан расчет, доказавший эффективность технологии. А когда заказчик уверен в экономической эффективности технологии, он смело идет на ее реализацию.

ВК: Разработки Вашей компании полностью оригинальны или создаются на принципах импортозамещения?

И.Л.: То, чем мы занимаемся, по сути, импортозамещение. Есть два пути импортозамещения: советский и китайский. Можно пойти по советскому: создать КБ, разрабатывать оборудование, испытывать его, а потом заходить к заказчику и долго-долго пытаться внедрить. А можно пойти по китайскому принципу: изучить, что в мире лучше работает, и постараться в кратчайшие сроки воспроизвести такое оборудование. Понятно, какой из путей эффективнее. А еще у меня устойчивое мнение сложилось: если мы хотим, чтобы наша страна продвигалась в плане передовых технологий – любых, от ремонта скважин до строительства дорог – то нужно уже сейчас за счет государства отправлять молодых, потенциально успешных людей на учебу в ведущие зарубежные компании. И нужно создавать условия для работы в России, чтобы специалисты, получившие багаж знаний, вернулись из-за рубежа и не уезжали.

ВК: Вы многократно участвовали в Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», выступали там с докладами. Чем являются для Вас эти ежегодные встречи?

И.Л.: Для меня каждая конференция – это в первую очередь общение.

ВК: Успехов Вам и до встречи на очередной, 22-й конференции!

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

CTT: How did you manage to convince customers to apply new, often unusual, technologies?

I.L.: There are no special secrets. First, we offered a real solution to customer problems. And secondly, first, tests were carried out, to which they invited authoritative specialists from both the customer and experts from industry institutes of leading vertically integrated oil companies. The tests were carried out at the Tyumen Industrial University. They showed the effectiveness of the technology. As a result of these tests, two protocols were drawn up with leading vertically integrated oil companies (Gazprom Neft and Rosneft), which indicated that this technology could be applied at the fields of these companies. After that, the customer's economists made a calculation that proved the effectiveness of the technology. And when the customer is confident in the economic efficiency of the technology, he boldly goes to its implementation.

CTT: Are your company's developments completely original or are they created on the principles of import substitution?

I.L.: What we are doing is, in fact, import substitution. There are two ways of import substitution: Soviet and Chinese. You can follow the Soviet way – create a design bureau, develop equipment, test it, and then go to the customer and try to implement it for a long, long time. Or you can follow the Chinese principle – to study what works best in the world and try to reproduce such equipment as soon as possible. It is clear which path is more effective. And I also have a stable opinion: if we want our country to advance in terms of advanced technologies – any, from well repairs to road construction – then we need to send young, potentially successful people to study in leading foreign companies at the expense of the state right now. And it is necessary to create conditions for working in Russia, so that specialists who have received a wealth of knowledge return from abroad and do not leave.

CTT: You have repeatedly participated in the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, made reports there. What are these annual meetings for you?

I.L.: For me, every conference is, first of all, communication.

CTT: Good luck and see you at the next 22nd conference!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Семинары от ICoTA-Россия

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

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

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

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

Как это работает:

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

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

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

Будем рады сотрудничеству!

Информация по семинарам и программам семинара высылается по запросу.

Контактное лицо:

исполнительный директор ICoTA-Россия, директор
ООО «Время колтюбинга» Грибов Артем Николаевич
E-mail: Artem.Gribov@cttimes.org
Тел.: +7 (495) 481-34-97 доб. 101



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!

Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

С.А. АТРУШКЕВИЧ, главный конструктор – первый заместитель директора, СЗАО «Новинка», Группа ФИД

Презентация подготовлена для Технологической конференции Группы ФИД и РУП «ПО «Белоруснефть», посвященной технологиям повышения добычи углеводородного сырья, которая прошла 4-5 августа 2021 года в Витебске.

Совместное закрытое акционерное общество «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на разработку конструкторской документации и изготовление опытных образцов новой техники для нефтегазодобывающей отрасли, в том числе внутрискважинного оборудования и инструмента для работы с колтюбингом.



Совместное закрытое акционерное общество «Новинка» основано в 1989 году.

Проект по разработке инструмента и технологий для ГНКТ начат в 2005 году.

Система направленного бурения СНБ89-76М (кабельный канал связи)

Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени.



Технические показатели	Значение
Диаметр наружный, мм	76,2
Длина без ВЗД, м не более	8,7
Допустимая осевая нагрузка растяжения, кН	250
Допустимая осевая нагрузка сжатия, кН	100
Макс крутящий момент ориентатора, Нм	1000
Угол поворота ориентатора, ° не менее	400
Допустимая интенсивность набора угла, °/30 м	35
Точность установки ориентатора, °	±3
Максимальный расход рабочей жидкости, л/мин	600
Макс давление рабочей жидкости, МПа	60
Температура эксплуатации, °С макс	От -10 до +120
Вибрация, g (10-300 Гц)	10
Одиночный удар, g	40
Диапазоны измерения	
Зенитный угол, °	(0-120) ±0,1
Азимут, °	(0+360) ±1,0
Температура, °С	(-20 ÷ +120) ±1
Нагрузка на долото, кН	(±60) ±0,2
Давление, МПа	(0 ÷ 60) ±0,8
Газма-излучение, мс³/ч	(0,01 ÷ 2,5) ±15%

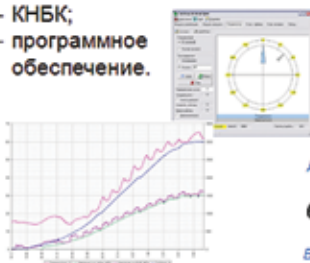
Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Система направленного бурения СНБ89-76М / Состав Внутрискважинное оборудование

СНБ89-76М позволяет: осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины; оптимизировать траекторию скважины; осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны; осуществлять бурение боковых стволов из эксплуатационных колонн малого диаметра.

Состав СНБ89-76М:

- наземное оборудование;
- КНБК;
- программное обеспечение.

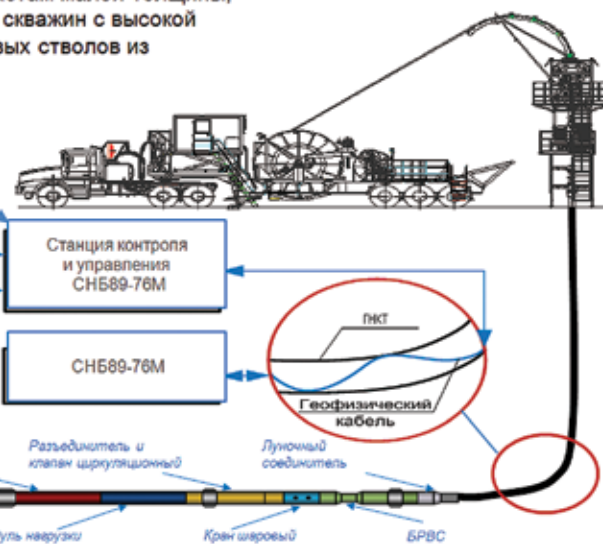


Система сбора данных от наземного оборудования

- давление нагнетания, расход и температура азота
- давление нагнетания, расход и температура бурового раствора;
- давление до дросселя и после него;

• Зенитный угол;
• Азимут;
• УУО;
• Осевая нагрузка;
• Забойное давление;
• Забойная температура;
• Гамма-излучение;
• Уровень вибраций x, z, y.

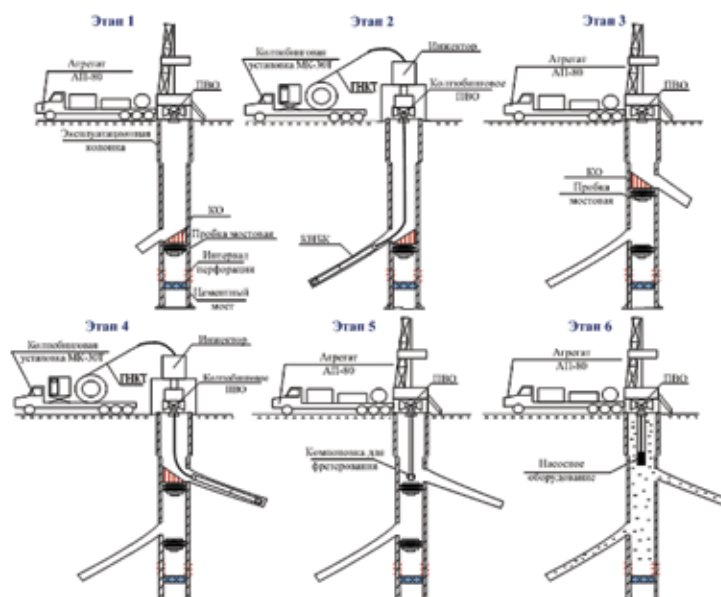
Направленное бурение



Направленное колтюбинговое бурение Преобразование одноствольной скважины в многоствольную

Этапы проведения работ:

1. Установка клина и вырезка окна на первом уровне
2. Бурение бокового ствола
3. Установка клина и вырезка окна на втором уровне
4. Бурение бокового ствола
5. Разбуривание мостовых пробок
6. Спуск насосного оборудования



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

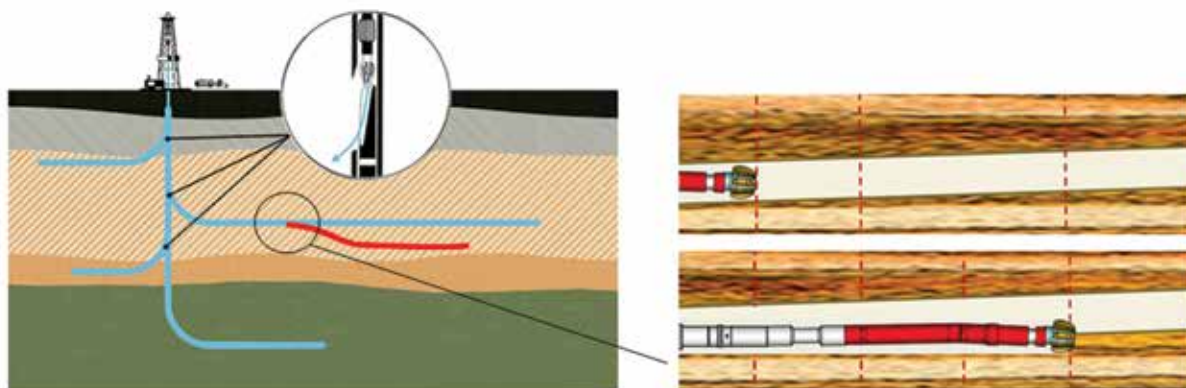
Направленное колтюбинговое бурение Бурение второго ствола без опоры на забой

I этап

- бурение первого бокового ствола

II этап

- подъем КНБК до места забуривания второго ствола
- наработка уступа и бурение второго ствола

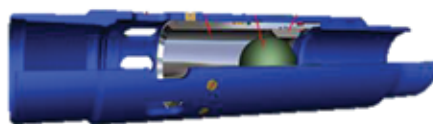


Система направленного бурения СНБ89-76М Фрезерование портов МГРП

Комплект оборудования, используемый для колтюбингового бурения, также применялся для фрезерования портов МГРП.

Выполнено фрезерование 4-х шаров и седел муфт МГРП с депрессией на продуктивный пласт (уровень депрессии 2,5–5,5 МПа).

Средняя скорость фрезерования шара и седла муфт МГРП (композитный материал) составила 0,23 м/ч.

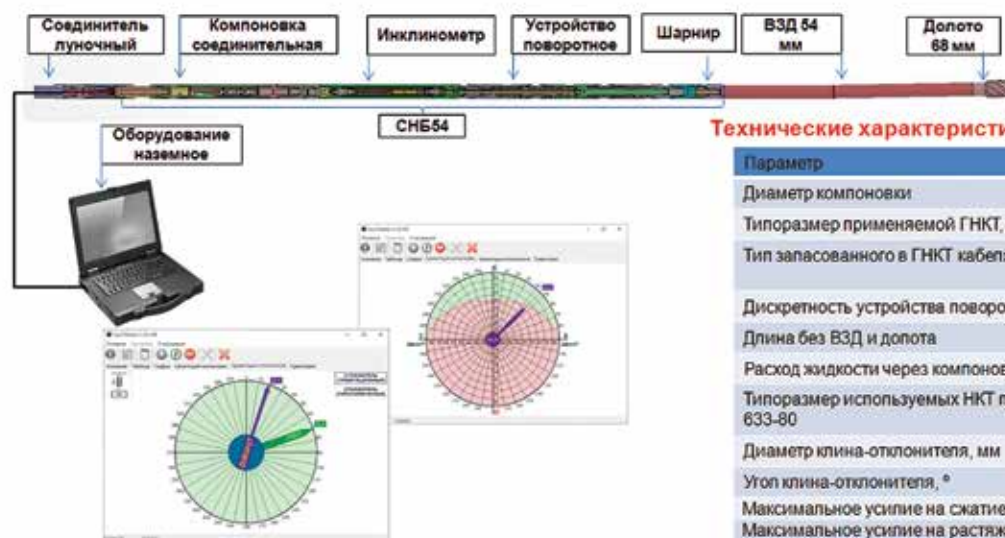


Применяемые при фрезеровании модули СНБ89-76М позволили выполнить режимно-технологические параметры фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Система направленного бурения СНБ54

Состав



Технические характеристики оборудования

Параметр	Значение
Диаметр компоновки	54 мм
Типоразмер применяемой ГНКТ, мм	44,45x3,4
Тип запасованного в ГНКТ кабеля	одножильный (трехжильный)*
Дискретность устройства поворотного, °	30
Длина без ВЗД и долота	2900 мм
Расход жидкости через компоновку, л/мин	100–200
Типоразмер используемых НКТ по ГОСТ 633-80	102 (114)*
Диаметр клина-отклонителя, мм	120*
Угол клина-отклонителя, °	5
Максимальное усилие на сжатие, тонн	2
Максимальное усилие на растяжение, тонн	5

Система направленного бурения СНБ54

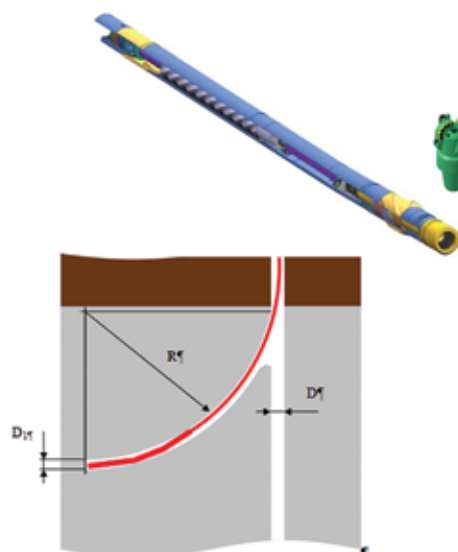
ВЗД и долото

При проведении работ с представленным комплектом оборудования используется винтовой забойный двигатель диаметром 54 (55) мм с отклонителем и долота диаметром 66–69 мм.

ВЗД и долота в стандартный состав комплекта поставки не входят (могут быть поставлены отдельно).

При использовании ВЗД ДО-55 с углом искривления кривого переходника 3° и долотом диаметром 66 мм максимальная расчетная интенсивность набора кривизны может составить 18,82°/10 м, что соответствует радиусу бурения 30,45 м.

При необходимости бурения прямолинейных участков после набора кривизны с большой интенсивностью рекомендуется произвести замену ВЗД, установив двигатель с минимальным углом искривления либо вообще без него.



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Оборудование для радиального вскрытия пласта

Обеспечивает создание каналов из обсадной колонны. Принцип работы технологии заключается в том, что на необходимой глубине специальным инструментом прорезается обсадная колонна и после выемки инструмента на гибкой ГНКТ спускается гидромониторная насадка. Затем насосом под высоким давлением подают воду для размыва радиального канала. Для проведения размыва используется ГНКТ диаметром 0,5 дюйма из антикоррозионного материала. При обратном ходе насадки производится закачка кислоты в созданный канал.

По сравнению с традиционными способами вскрытия пласта, например, перфорированием (длина до 0,5–1,2 м), метод РВП позволяет охватить значительно большую протяженность пласта (до 100 м), поэтому появляется возможность зайти за пределы поврежденной призабойной зоны скважины.

В период с 2011-го по 2013 год по техническому заданию для компании «Белоруснефть» разработан и изготовлен комплекс оборудования КФ40:

- внутрискважинное оборудование;
- установка для радиального вскрытия пласта.

Комплекс оборудования КФ40 обеспечивает создание 4-х каналов фильтрации длиной до 100 м за 1 СПО.

Класс прочности обсадной колонны – до Т(Р110) включительно. Процесс сверления полностью контролируется оператором.

Применяемое оборудование включает мини-кольтюбинговую установку и комплект скважинного оборудования. Сверление отверстий в ЭК выполняется в заданном азимутальном направлении. На устье получают документальное подтверждение результатов проведенных работ на пульте оператора.

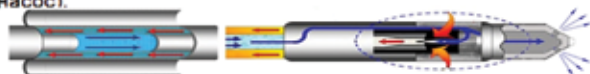


Эжекторная очистка скважин. Описание технологии

Система эжекторной очистки предназначена для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости.

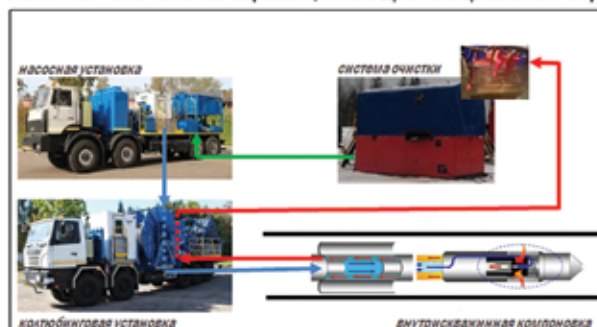
Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда проведение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно.

Он основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос).



Для циркуляции использует двойную (труба в трубе) гибкую трубу, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Двойная ГНКТ смотана на барабан, имеющий специальный вертлюг.

Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе.



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Эжекторная очистка скважин. Результаты работ

Номер скважины	Затраченное время, ч	Объем прокачанной через ДГНКТ жидкости, м куб.	Объем поднятых мехпримесей, м куб. (оценка по сухому остатку)	Баланс закачанной и поднятой жидкости, м куб. - превышение расхода + превышение прихода
1	294	360	2,5	-0,5
2	125	160	1,1	-0,3
3	76	180	1,5	-0,35
4	75	170	1,2	+0,57
5	72	228	1,7	-9,6



Песок из приемной емкости



Очистка емкостей системы очистки

Условия применения

1. Глубина скважины по вертикали - до 4 500 м.
2. Градиент давления - 0,1 и выше
3. Диаметр наружной ГНКТ, мм - 44,45; 50,8; 60,3
4. Диаметр скважинной компоновки, мм - 54,0; 63,0; 73,0

Для эффективного планирования работ по эжекторной очистке необходимо проведение расчетов для конкретных скважинных условий и применяемых ГНКТ.

Расчетные условия использования технологии эжекторной очистки скважин для ГНКТ 44,45 мм можно определить на основании приведенных графиков (приведены для ГНКТ длиной 3600 м (рис. 1), 4100 м (рис. 2) и 4600 м (рис. 3))

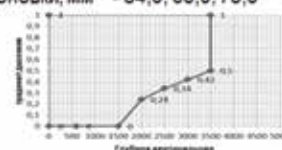


Рис. 1. Для ГНКТ длиной 3600 м

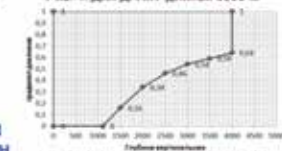


Рис. 2. Для ГНКТ длиной 4100 м

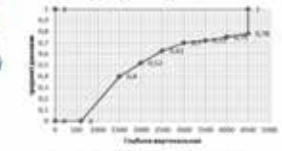


Рис. 3. Для ГНКТ длиной 4600 м

Кислотоструйное бурение. Описание технологии

Кислотоструйное бурение обеспечивает кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. Применяется для карбонатных пород известково-доломитового ряда $\text{CaCO}_3\text{-CaMg}(\text{CO}_3)_2$. К данным типам пород относятся породы с содержанием карбонатных минералов более 50%.



Наиболее эффективный результат достигается при содержании известняка свыше 80%.

Выбор необходимого радиуса размываемого бокового канала определяется мощностью пласта, диаметром основного ствола скважины и составом компоновки.

Геометрия расположения каналов определяется составом компоновки

Порядок работы:

- спуск прямой компоновки на колтюбинговой трубе (38,1 мм);
- искривление компоновки на заданный угол за счет подачи давления и размыв канала рабочей жидкостью (HCl до 20% + ингибитор);
- размыв боковых стволов;
- разворот компоновки на 180 град.;
- размыв боковых стволов.

Наличие автономного инклинометра обеспечивает запись траектории создаваемых боковых отводов.



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Кислотоструйное бурение. Состав компоновки



- **Соединитель с ГНКТ** – предназначен для жесткого соединения КНБК с ГНКТ. Возможен вариант как с внутренней, так и с внешней фиксацией.
- **Компоновка соединительная** – включает клапан двойной створчатый, разъединитель (активация шаром) и клапан циркуляционный (активация шаром).
- **Устройство поворотное** – обеспечивает поворот отклонителя КНБК на 30° при циркуляции.
- **Устройство отклоняющее** – обеспечивает отклонение нижней секции КНБК при циркуляции.
- **Удлинитель** – обеспечивает необходимое расстояние от места перегиба КНБК до гидромониторной насадки. Вместо удлинителя может устанавливаться автономный инклинометр.
- **Насадка гидромониторная** – для создания струй жидкости при очистке и обработке стволов.

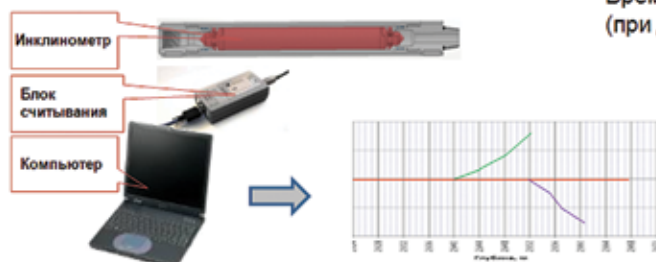
Кислотоструйное бурение. Инклинометр скважинный ИСА

Опционально в состав КНБК может быть включен автономный инклинометр ИСА1. Он позволяет производить запись данных о траектории перемещения КНБК, которые считываются после подъема на поверхность при помощи специального устройства.



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

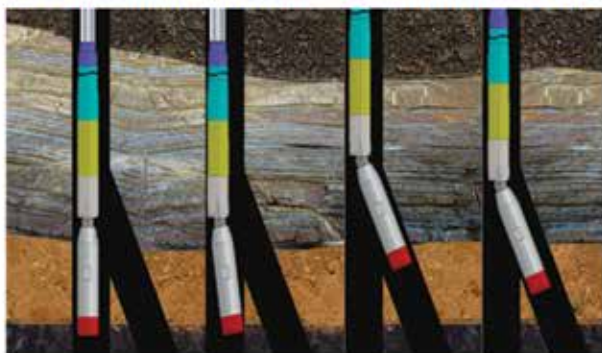
Диаметр инклинометра, мм	54
Точность измерений, зенит	$\pm 0,2^\circ$
азимут	$\pm 2^\circ$
Время автономной работы, ч	до 100
(при дискретности считывания 10сек)	



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

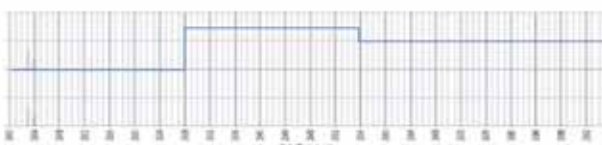
Селективная обработка скважин.

Последовательность выполнения операций



1. Спуск компоновки ниже уровня зарезки.
2. Активизация при увеличении циркуляции (поворот на 30° и отклонение выходной секции).
3. Подъем компоновки с постоянной циркуляцией до попадания в боковой ствол (регистрируется по падению давления).
4. Вход в боковой ствол.

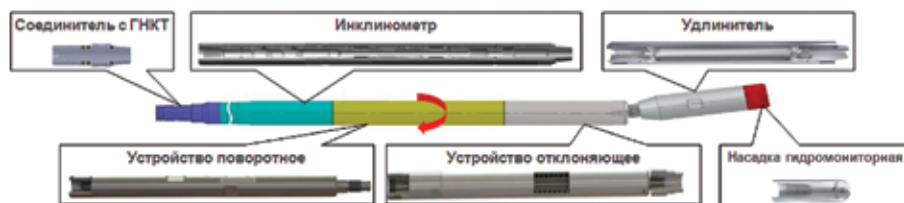
- При отрицательном результате по п. 3 циркуляция останавливается и повторяются операции по п. 1 и 2.
- После входа в боковой ствол циркуляцию снижают.



Кислотоструйное бурение. Управление траекторией

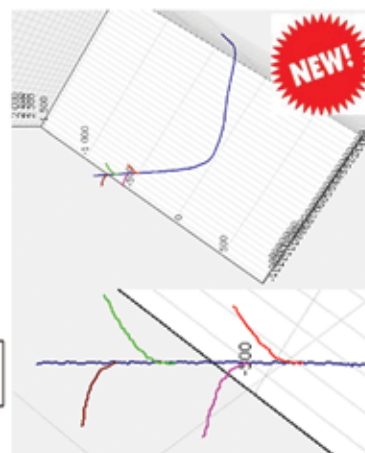
При проведении работ по строительству боковых стволов важным является:

1. Получение информации о траектории в режиме реального времени.
2. Возможность управления траекторией.
3. Возможность проводки как радиусных, так и прямолинейных участков без замены оборудования.



Отличительные особенности:

- Инклинометр кабельного типа. Обеспечивается питание и передача информации на поверхность по геофизическому кабелю внутри ГНКТ.
- Поворотное устройство гидравлического типа связано с блоком инклинометрии, что обеспечивает возможность поворота отклоняющего устройства и в то же время отслеживания его положения в любой момент времени.
- Отклоняющее устройство спроектировано таким образом, что его срабатывание происходит при расходе 180–200 л/мин (таким образом, в рабочем диапазоне расходов 150–180 л/мин компоновка будет иметь прямолинейное положение, а при повышении расхода до 200–220 л/мин будет идти по радиусу).



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Гидромониторное бурение

При работе в пластах средней и меньшей прочности может быть рассмотрен вариант бурения скважин с использованием специальной вращающейся гидромониторной насадки, что позволит исключить использование ВЗД и ускорить скорость проходки.

Предыдущий опыт разработки оборудования и проведения работ по радиальному вскрытию пластов, т.е. когда работы проводятся непосредственно в толще нефтеносного пласта, показали, что в этом случае для разрушения породы достаточно донести до гидромониторной насадки давление в пределах 250–300 бар.



Проведенный анализ рынка колтюбингового и насосного оборудования, а также гидравлические расчеты показали, что таких параметров с учетом гидравлических потерь можно достичь при использовании ГНКТ 44,45 мм, а на неглубоких скважинах можно использовать и меньший размер.

Предназначено для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием колтюбинговых установок.

Обеспечивает проведение геофизических исследований горизонтальных и субгоризонтальных скважин, в которые обеспечить доставку приборов при помощи кабеля (или жесткого кабеля) не представляется возможным.



Головки кабельные КС151, КС153

КС151



Наружный диаметр – 54 мм.

Тип геофизического кабеля – трехжильный.

Исполнение соединителя с ГНКТ – по запросу

Тип кабельного наконечника – НКБ-3-60°.

*возможно изготовление кабельных головок с другими типами наконечников

КС153



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Оборудование для доставки геофизических приборов.

Головки кабельные КС171, КС173



Модуль	Назначение	КС171	КС173
Узел заделки геофизического кабеля	Обеспечивает жесткую фиксацию кабеля	●	●
Соединение быстрозастежное	Обеспечивает сборку компоновки на устье	●	●
Клапан обратный двойной створчатый	Предотвращает обратный ток жидкости в ГНКТ	●	●
Разъединитель аварийный гидравлический	Обеспечивает разъединение при необходимости	●	●
Наконечник кабельный	Обеспечивает стыковку геофизических приборов	●	●

	КС171-45	КС171-54	КС173-45	КС173-54
Длина, мм, не более	1380	1450	1100	1200
Максимальный диаметр компоновки, мм	45	54	54	54
Рабочая температура, С°, не более	150	150	150	150
Количество жил, шт.	1	3	1	3
Рабочая среда: вода, нефть, буровые растворы с содержанием хлорид-ионов не более 50 кг/м³, песка и других механических примесей не более 1%				

Соединитель	Клапан обратный	Разъединитель	Ловильный инструмент	Насадка
 канавочный луночный винтовой цанговый шаровый	 шариковый створчатый с каналом связи Клапан циркуляционный циркуляционный	 механический активируемый шаром механический с кабельным каналом	 овершот тросоповки под повилиную шейку	 перо гидромониторная гидромониторная вращающаяся
Компоновка соединительная				
Отклонители шарнирный гидравлический				
Устройства поворотные гидравлическое с электроприводом				
etc.				

Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Дефектоскоп гибкой насосно-компрессорной трубы ДТ2

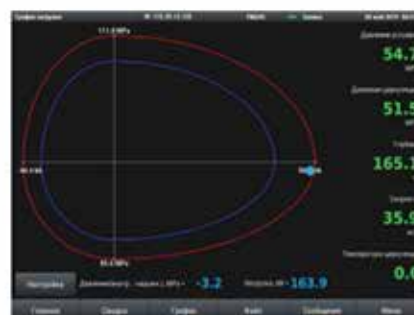
Назначение – оценка технического состояния ГНКТ диаметром от 31,75 до 50,8 мм (выявление и оценка дефектов и измерение геометрических параметров), используемых в колтюбинговых установках.

Основные технические характеристики	
Размеры ГНКТ	31,75 мм; 38,1 мм; 44,45 мм; 50,8 мм
Метод дефектоскопии	Оценка рассеяния магнитного потока (MFL)
Выявляемые дефекты:	
- отверстия диаметром	0,875 мм
- поперечные наружные трещины	с раскрытием 0,5 мм длиной 6,35 мм и глубиной 10%
- поперечные внутренние трещины	с раскрытием 0,5 мм длиной 6,35 мм и глубиной 15%
- раковины на наружных поверхностях	диаметром 1,5 мм глубиной 10%
- раковины на внутренних поверхностях	диаметром 2,54 мм глубиной 25%
- вмятины на наружных поверхностях	10x10x1 мм
Точность измерения средней толщины стенки	±0,185 мм
Точность измерения диаметра гибкой трубы	±0,185 мм (в 3-х плоскостях)
Диапазон определения овальности (разность максимального и минимального диаметров)	от 0 до 3 мм
Шаг снятия дефектограммы	2 мм
Максимальная скорость подачи трубы	0,8 м/с (48 м/мин)
Оценка температуры окружающей среды	в диапазоне от -40 до +50 °C с точностью ±1 °C
Оценка вибрации	в диапазоне ±2g с дискретностью 0,1g



Дефектоскоп гибкой насосно-компрессорной трубы ДТ2. Расширение возможностей. Совершенствование ПО

Данные о геометрических параметрах трубы (диаметр и овальность) и толщине стенки в режиме реального времени могут передаваться в СКР, и, используя эти данные, она также в режиме реального времени строит нагрузочную диаграмму трубы, на основании которой оператор может корректировать свои действия для предотвращения аварийных ситуаций.



Внутрискважинный инструмент и технологии для ГНКТ

Дефектоскоп гибкой насосно-компрессорной трубы ДТ2. Расширение возможностей. Совершенствование ПО

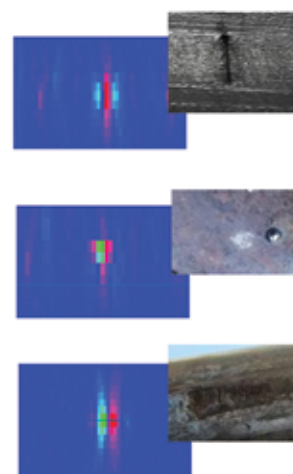
За последнее время накоплен значительный опыт работы, с учетом которого производится доработка оборудования и его программного обеспечения.

Локальные дефекты трубы можно разделить на три категории:

а) малоразмерная потеря металла типа каверны или трещины. На дефектограмме это отражается короткими красными вертикальными полосками либо (если дефект большего размера) сочетанием трех полосок: зеленая – красная – зеленая.

б) малоразмерный фрагмент ферромагнитного материала, прилипший к стенке трубы изнутри и снаружи. На дефектограмме это отражается короткими зелеными вертикальными полосками либо (если дефект большего размера) сочетанием трех полосок: красная – зеленая – красная.

в) задиры на наружной поверхности трубы. Отличается несимметричной формой – резким началом впадины и пологим выходом из впадины. На дефектограмме задиры на наружной поверхности трубы отражаются сочетанием двух полосок: красно-зеленая или зелено-красная в зависимости от направления задира.



Дефектоскоп гибкой насосно-компрессорной трубы ДТ2. Расширение возможностей. Совершенствование аппаратной части

Производится доработка аппаратной части оборудования, направленная на повышение технических и пользовательских качеств:

- увеличено количество типоразмеров контролируемых ГНКТ;
- повышена точность измеряемых параметров по сравнению с ДТ1 на 10–15%;
- произведена доработка конструкции в части упрощения работ при переналадке на другой типоразмер ГНКТ;
- заложена возможность синхронизации работы дефектоскопа с СКР;
- введена опция дооснащения дефектоскопа очистителем ГНКТ.



Внедрение альтернативных жидкостей ГРП на основе вязкоупругих ПАВ в опытно-промышленные испытания

В.В. НИКИТИН, старший инженер ООО «Промышленная химия»;
И.С. ГУСЕВ, заведующий НИЛ ООО «Промышленная химия»



МИРРИКО

В настоящее время все большую популярность в технологии гидроразрыва пласта (ГРП) набирают альтернативные жидкости без использования гуаровой смолы. Среди таких жидкостей можно выделить водные растворы вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ), которые образуют гели, не уступающие по реологическим свойствам сшитому гуару. Осенью 2020 года были проведены опытно-промышленные работы на основе ВУПАВ «VES-FRAC» и активатора «VES-Link» компании ООО «Промышленная химия».

Конкретные преимущества вязкоупругих ПАВ по отношению к гуаровым гелям можно представить в виде сравнительной табл. 1.

Предварительные лабораторные исследования данной жидкости на вязкоупругих ПАВ перед ОПИ проводились по стандартным моделям – стабильность системы при пластовой температуре при 100 с^{-1} (рис. 1), влияние сдвиговых нагрузок в течение трех циклов

(511 и 100 с^{-1}) (рис. 2). Дополнительно были проведены тесты на статическое оседание проппанта (рис. 3) и разрушение геля при помощи пластовой нефти (рис. 4). В качестве жидкости разрыва применялся состав из 4% ВУПАВ «VES-Frac» и 1% активатора «VES-Link».

Параллельно с низкотемпературными скважинами происходил подбор высокотемпературных составов жидкости ГРП на ВУПАВ. Были проведены аналогичные тесты на стабильность (рис. 5) и оседание проппанта (рис. 6).

Опытно-промышленные испытания проходили в Северо-Западном федеральном округе на двух скважинах одного месторождения при пластовой температуре $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Средний объем закачиваемой смеси составил $140\text{--}150 \text{ м}^3$, масса проппанта – около 30 т , общее время закачки – 60 минут. На данный момент ведется мониторинг добычи после проведения операции.

Таблица 1

Параметр	Сшитый гуаровый гель	Жидкость на ВУПАВ	Жидкость на ВУПАВ НТ
Температура применения, $^{\circ}\text{C}$	25–140	10–80	80–120
Температура приготовления, $^{\circ}\text{C}$	25–30	≥ 10	≥ 10
Состав	Гуар – $1,8\text{--}4,2 \text{ кг/м}^3$ Стабилизатор глин – $1\text{--}2 \text{ л/м}^3$ Деземulgатор – $1\text{--}2 \text{ л/м}^3$ Сшиватель – $1,5\text{--}5,0 \text{ л/м}^3$ Брейкер – $0,3\text{--}3 \text{ кг/м}^3$	ВУПАВ – $30\text{--}70 \text{ л/м}^3$ Активатор – $8\text{--}20 \text{ кг/м}^3$	ВУПАВ – $50\text{--}80 \text{ л/м}^3$ Активатор – $10\text{--}80 \text{ кг/м}^3$
Используемая вода	Пресная	Пресная и минерализованная	Пресная и минерализованная
Рабочая вязкость при 100 с^{-1} , сР	400 ($\pm$ в зависимости от дозировок)	400 ($\pm$ в зависимости от дозировок)	400 ($\pm$ в зависимости от дозировок)
Минимальная песконесущая вязкость, сР	300	100	100
Способ разрушения	Окислительные соединения	Пластовая нефть или специальный брейкер	Пластовая нефть или специальный брейкер
Удержание проппанта	Удерживает	Удерживает	Удерживает
Остаточная проводимость, %	40–70	>90	>90
Доступность	Природный полимер – зависит от урожая	Синтетический продукт	Синтетический продукт

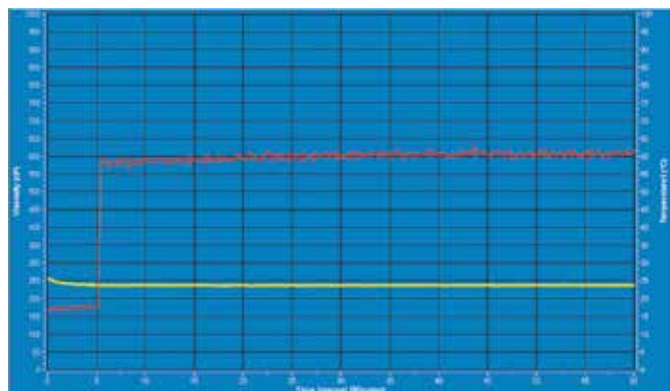


Рисунок 1 – Стабильность геля на основе 4% ВУПАВ «VES-Frac» и 1% активатора «VES-Link» при 25 °C и скорости сдвига 100 с⁻¹ (красный график – вязкость, желтый – температура)

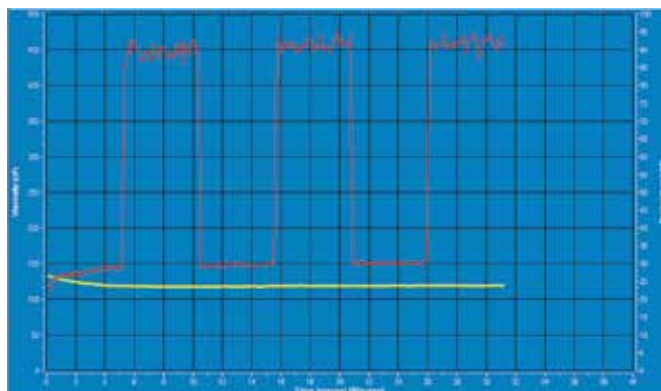


Рисунок 2 – Влияние сдвиговых нагрузок на гель – 5 минут при 511 с⁻¹ и 5 минут при 010 с⁻¹ (красный график – вязкость, желтый график – температура)

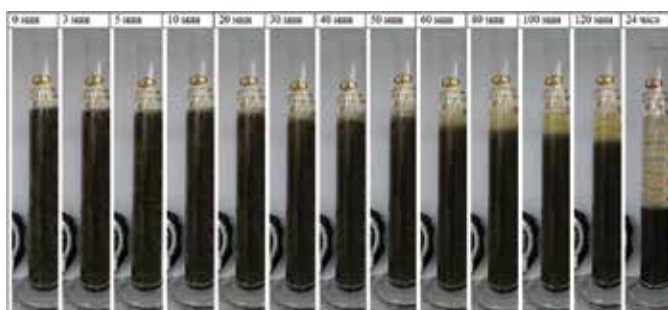


Рисунок 3 – Тест на статическое оседание проппанта при 25 °C

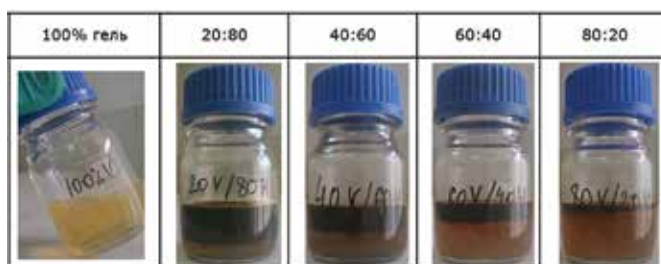


Рисунок 4 – Тест на разрушение с нефтью

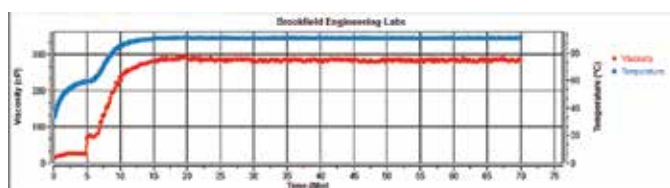


Рисунок 5 – Стабильность геля на основе 8% ВУПАВ «VES-Frac» HT и 10% активатора при 90 °C и скорости сдвига 100 с⁻¹ (красный график – вязкость, синий график – температура)

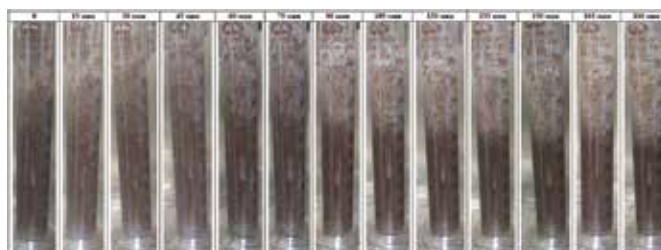


Рисунок 6 – Тест на статическое оседание проппанта при 90 °C



VIII Международная (XVI Всероссийская) научно- практическая конференция «Нефтепромысловая химия»

В РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина 24 июня 2021 года состоялась VIII Международная (XVI Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», ставшая уже традиционной встречей, которая ежегодно собирает приверженцев нефтепромысловой химии. Из-за пандемийных ограничений встреча второй год подряд проходила в онлайн-режиме.

Мероприятие проводилось в рамках реализации создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов» при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» выступил в качестве генерального информационного партнера конференции.

С приветственным словом к участникам конференции обратились заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, профессор М.А. Силин и представитель Минобрнауки РФ заместитель директора департамента государственной научной и научно-технической политики Е.Н. Грузинова.

Михаил Силин, в частности, сказал: «Я имею честь и удовольствие открыть шестнадцатую по счету конференцию. Мы не думали, организовывая первую конференцию двадцать лет назад, что она будет регулярно проводиться и привлекать такое внимание. Интерес к ней проявляют и научные институты, и нефтяные компании, и вузы. И это очень приятно. Хочу

рассказать о том, что произошло за этот год. У нас радостное событие: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, наряду с Казанским национальным исследовательским технологическим университетом, Сколковским институтом науки и технологий, Уфимским государственным нефтяным техническим

университетом, вошел в консорциум вузов, который выиграл конкурс на создание научного центра мирового уровня. Конкурс проходит в рамках проекта «Наука» под руководством Минобрнауки РФ. Мы будем стараться создать центр, который будет соответствовать высокому званию «Мировой научный». И наша конференция проводится уже в качестве одной из составляющих этой работы. Создание центра и государственное финансирование дает нам новые возможности для научных исследований,

которые будут интересны для наших уважаемых нефтегазовых компаний. Я желаю конференции плодотворной работы».

Елена Грузинова отметила, что университет выступает в качестве участника очень крупного консорциума по рациональному освоению жидких углеводородов планеты. Это новый инструмент, от которого ожидают значимых результатов, которые будут превосходить мировой уровень. К проекту будет проявлять пристальное внимание не только Минобрнауки, но и Правительство РФ, потому что центр будет работать над проблематикой, которая важна для всего мира.

Проблематика конференции была сфокусирована на таких темах, как:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения

Мероприятие проводилось в рамках реализации создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов».

в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;

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

В конференции приняли участие представители 35 организаций (в т. ч. 13 вузов, 7 академических институтов, 15 нефтесервисных компаний отраслевых НИИ) – всего 81 человек.

Программа конференции включала 19 докладов, озвученных как маститыми учеными, так и аспирантами ведущих нефтегазовых вузов и академических институтов.

«Комплексный коллоидно-химический подход к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок» осветила Люция Давлетшина, к. т. н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Люцией Фаритовой подготовлена к защите диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук на эту тему, которая чрезвычайно интересна также для читательской аудитории нашего журнала.

Большая часть действующих

нефтяных месторождений, и это особенно касается России, находится на стадии истощения. В таких условиях интенсификация нефтегазодобычи и увеличение нефтеотдачи пластов являются важнейшими задачами, стоящими перед нефтяной промышленностью.

Режим истощения характеризуется снижением продуктивности скважин, что происходит не только за счет уменьшения нефтенасыщенности пластов, но и за счет кольтматации (загрязнений) призабойной зоны скважины. В этих условиях одной из самых распространенных технологий на месторождениях, наряду с гидравлическим разрывом пласта, является кислотная обработка.

Существует большое разнообразие кислотных составов, однако наиболее широко применяемой в карбонатных пластах остается соляная кислота, а в терригенных – грязевая, так называемая глиноокислота (смесь соляной и плавиковой кислот), что прежде всего обусловлено их доступностью. Также применяются кислотные составы, представляющие собой смеси вышеуказанных и органических кислот.

Необходимо учитывать физико-химические процессы, происходящие в пласте на границах различных сред: порода – пластовые флюиды (нефть, пластовая вода, газ), нефть – вода (пластовая или закачиваемая), пластовые флюиды – технологические жидкости (химические реагенты, закачиваемые в пласт в процессе строительства и ремонта скважин), порода – технологические жидкости. Их взаимное влияние

может приносить немало проблем, снижающих эффективность проводимых мероприятий в пласте. Использование методов коллоидной химии позволит более глубоко исследовать данные процессы и даст возможность продвинуться дальше в решениях по совершенствованию технологии КО и разработке новых кислотных составов.

Наряду с важностью вопроса разработки и исследований составов для технологий кислотных обработок пластов необходимо решать вопрос о применении нового современного оборудования, которое позволит повысить эффективность технологий обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). В мире и РФ динамично развиваются технологии с применением гибких насосно-компрессорных труб (колтюбинга).

Сочетание возможностей, которые могут предоставить колтюбинговая установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит

Совершенствование технологий интенсификации работы скважин с помощью комплексного коллоидно-химического подхода к созданию и адаптации технологических жидкостей для обработки призабойной зоны пластов в соответствии с вещественным составом пород-коллекторов, кольтматантов и насыщающих флюидов, а также технологий кислотных обработок, на основе полученных композиций технологических жидкостей с использованием колтюбинговой установки, является актуальным направлением исследований.

повысить эффективность технологий кислотных обработок. Совершенствование технологий интенсификации работы скважин с помощью комплексного коллоидно-химического подхода к созданию и адаптации технологических жидкостей для обработки призабойной зоны пластов в соответствии с вещественным составом пород-коллекторов, кольматантов и насыщающих флюидов, а также технологий кислотных обработок, на основе полученных композиций технологических жидкостей с использованием колтюбинговой установки, является актуальным направлением исследований.

Цель работы заключалась в изучении коллоидно-химических процессов и создании комплексного подхода к исследованиям для разработки и адаптации составов и технологий для кислотных обработок с применением возможностей современного оборудования.

Многоэтапные технологии обработок скважин с использованием колтюбинговой установки, предусматривающие вынос продуктов реакции, что значительно повышает эффективность кислотных обработок скважин, были успешно реализованы в ООО «ТаграС-РемСервис» предприятием «АктюбинскРемСервис».

С докладом «Новые тенденции в химизации технологических процессов добычи нефти и газа «зеленые» химические и физико-химические технологии» выступил д. х. н., старший эксперт ООО «РН-БашНИПИнефть» Александр Волошин.

О физическом моделировании обработки призабойной зоны пласта месторождения высоковязкой нефти кислотной нефтевытесняющей композицией рассказала Ульяна Чернова, младший научный сотрудник (ЛКХН), аспирант Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН). Производство и испытания противотурбулентных присадок охарактеризовал Евгений Харитонов, аспирант Казанского национального исследовательского технологического университета.

Три доклада озвучили сотрудники филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в Перми. С докладом «Разработка и тестирование модификатора фазовой проницаемости» выступил Константин Лебедев, инженер 1-й категории. «Новые подходы к сопровождению ремонтно-изоляционных работ» – так назывался доклад Кирилла Дмитриева, ведущего инженера. «Комплексный подход к определению геомеханических параметров на керновом материале» описал Петр Овчаров, инженер 2-й категории.

Уже сложилась традиция, когда на конференции результаты своих исследований представляет целая плеяда молодых ученых

из РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Кирилл Аминов, магистрант, осуществил проверку гипотезы о возможности заводнения низкоминерализованной водой пород баженовской свиты. О подходе к анализу эффективности стабилизаторов глин рассказал Сергей Бородин, младший научный сотрудник. «Разработка и исследование реагента комплексного действия для применения в качестве ингибитора коррозии» – тема доклада инженера Виктории Котеховой. Исследование бесхлорных кислотных составов, модифицированных цвиттерионным ПАВ, для интенсификации притока из

В нефтепромысловой химии развивается новое направление – «зеленая» химия.

карбонатных коллекторов охарактеризовал аспирант Динис Нуриев. О разработке водонефтерастворимых трассеров для контроля профиля притока отдельных стадий многостадийного гидравлического разрыва пласта рассказала магистрант Ольга Баженова.

Лаборанты Пермского национального исследовательского политехнического университета представили два доклада. Методика оценки теплопроводности органических отложений и опыт ее применения была описана Антоном Козловым, а Алена Вотинава рассказала о методике оценки комплексной эффективности применения эпоксидных покрытий.

Оксана Валиева, к. х. н., заведующая лабораторией исследования буровых и цементных растворов ООО «РН-БашНИПИнефть», рассказала о лабораторных исследованиях различных типов буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных горизонтов на месторождениях ООО «Башнефть-Полус».

Исследование возможности создания «зеленого» ингибитора коррозии было представлено Алексеем Виноградовым, магистрантом Башкирского государственного университета.

О разработке экологичного метода сорбционной биоремедиации для рекультивации нефтезагрязненных песчаных почв Западной Сибири рассказала аспирант Пущинского государственного естественно-научного института Елизавета Михедова.

С докладом «Разработка композиционных материалов водоизоляционного назначения и их применение в условиях белорусских месторождений» выступила химик 1-й категории отдела техники и технологии воздействия на пласт РУП «ПО «Белоруснефть» БелНИПИнефть Анастасия Антусёва.

О влиянии наночастиц диоксида титана и слоистых материалов на реологические и

фильтрационные свойства бентонитового бурового раствора доложил студент Сургутского государственного университета Даниил Ульянов.

По результатам голосования лучшим докладом конференции был признан доклад «Исследование возможности создания «зеленого» ингибитора коррозии, с которым выступил магистрант Башкирского государственного университета Алексей Виноградов. Победитель в качестве памятного подарка получил бронзовую статуэтку «Умная сова» – символ конференции – и книгу Антуана Тома «Основы технологий полимерного заводнения».

Второе место занял доклад Антона Козлова, лаборанта Пермского национального исследовательского политехнического университета, «Методика оценки теплопроводности органических отложений и опыт ее применения». В награду он получил статуэтку «Умная сова» и книгу Татура И.Р., Татура А.Р., Силина М.А. «Волшебный свет керосиновой лампы» (М., 2020).

Лучшим выступлением молодого специалиста признан доклад аспиранта Пущинского государственного естественно-научного института Елизаветы Михедовой «Разработка экологичного метода сорбционной биоремедиации для рекультивации нефтезагрязненных песчаных почв Западной Сибири». Знаком признания стали статуэтка и книга «Волшебный свет керосиновой лампы» (М., 2020).

В заключительной части конференции

выступила д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, директор НОЦ «Промысловая химия» Л.А. Магадова. «Все доклады, представленные на конференции, были актуальные и интересные. Наши молодые участники показали очень высокий уровень проведения научных исследований. Большинство рассмотренных нами вопросов относятся к нефтепромысловой химии. Это и реагенты для бурения и ГРП, и различные полимерные материалы, это и коллоидные, физико-химические исследования, кислотные композиции. Обращаю ваше внимание на то, что особое место в программе конференции заняла «зеленая» химия, которой было посвящено несколько выступлений, включая доклад, признанный лучшим. Это свидетельствует о том, что в нефтепромысловой химии развивается новое направление – «зеленая» химия, что очень важно, и не только потому, что развиваются возобновляемые источники, но и потому, что планету нашу жалко. Поэтому мы не хотим использовать те вещества, которые длительное время будут вредить природе. Много работ сейчас ведется на шельфе, где очень высокие требования к применяемым химическим веществам. Я считаю, что «зеленая» промысловая химия будет очень востребована повсеместно в ближайшее время».

По итогам конференции подготовлено решение, которое разослано всем участникам вместе с сертификатами, подтверждающими участие. ●

Уважаемые коллеги!

Сердечно поздравляем вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Новых успехов вам в профессиональной деятельности, смелых планов и высоких результатов во внедрении новых технологий и оборудования!

Крепкого здоровья, личного счастья, неиссякаемого запаса жизненной энергии для новых свершений!

Любви и взаимопонимания с близкими!

Пусть ваши дома и сердца всегда будут наполнены теплом и светом, потому что тепло и свет – это то, чему вы посвящаете свой труд и жизнь.





Society of Petroleum Engineers



Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–15 октября 2021 | Онлайн

Регистрация на ведущее отраслевое
мероприятие открыта!

Пленарная сессия: Перспективы углеводородной энергетики и
перехода на ВИЭ



Докладчик
Александр Шандрыгин
Газпром ВНИИГАЗ



Докладчик
Антон Гузов
Baker Hughes



Участник дискуссии
Олег Урмаев
Газпром нефть



Участник дискуссии
Татьяна Бондаренко
Петрогайд



Участник дискуссии
Дмитрий Писаренко
TotalEnergies



Подробная информация: go.spe.org/_10804-1830j



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.



Реагенты и материалы для проведения ГРП

Разработка водонерастворимых трассеров для контроля профиля притока отдельных стадий многостадийного гидравлического разрыва пласта

О.О. Баженова, М.М. Мухин, Л.А. Магадова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Оценка эффективности проведения МГРП и дальнейший мониторинг профиля притока на месторождении с трудноизвлекаемыми запасами – это актуальные задачи в нефтегазовой отрасли, над которыми необходимо работать и искать концептуальное решение, что, в свою очередь, важно для дальнейшей рентабельной эффективной разработки и повышения выработки запасов.

Для оценки эффективности работы различных зон пласта после проведения МГРП необходимо детально изучать геологическое строение неоднородного низкопроницаемого коллектора, что позволяет обнаружить участки пласта, которые еще не охвачены зоной вытеснения нефти.

Учитывая все вышеописанное, решение должно представлять собой реализацию новой идеи, позволяющей проводить постоянный и длительный мониторинг как скважин в целом, так и отдельных стадий МГРП.

Для решения данных задач предлагается использовать наиболее комплексный и информативный метод – трассерный метод исследования с применением водонерастворимых реагентов, представляющих собой различные алкилфосфорные эфиры, где в качестве радикалов могут выступать алкильные заместители C1-C12, водород и др.

Технология предполагает закачку различных трассеров известного строения на определенных стадиях МГРП в составе жидкости ГРП. Суть заключается в том, что алкилфосфорные эфиры являются анионными ПАВ, способными адсорбироваться на породе и проппанте, а затем постепенно десорбироваться при контакте с пластовым флюидом. Последующий отбор и лабораторный анализ пластового флюида методами хроматографии и масс-спектрометрии, являющимися экспрессными и достоверными, позволит определить строение трассера, а следовательно, и то, к какой стадии МГРП можно отнести данный пластовый флюид. Таким образом, возможен продолжительный мониторинг работы портов МГРП и эффективность проведения ГРП в целом.

Исследование проводилось с двумя образцами алкилфосфорных эфиров, условия синтеза которых различались. При синтезе первого

образца (AP-R) все алкильные заместители содержали не менее 8 атомов углерода, тогда как при синтезе второго образца (AP-MeR) одним из заместителей являлся метильный радикал.

Проведенное исследование состояло из нескольких этапов:

1. Определение состава AP-R и AP-MeR методом масс-спектрометрии на приборе высокого разрешения Thermo Scientific Exactive.
2. Оценка совместимости трассеров со сшитым гелем ГРП путем исследования реологии на ротационном вискозиметре Rheotest RV 2.1.
3. Исследование статической адсорбции AP-R и AP-MeR из водных растворов при различных значениях pH среды и из линейного геля ГРП на поверхности проппанта, песка и керна баженовской свиты, а также их последующей десорбции с определением концентрации фосфора методом рентгенофлуоресцентного анализа на волнодисперсионном спектрометре Thermo Scientific ARL Perform'X.

Было установлено, что образцы AP-R и AP-MeR представляют собой смесь алкилфосфорных эфиров с различным количеством алкильных радикалов и различаются по среднему количеству атомов фосфора в молекуле. Если образец AP-R в среднем содержит 1,907 атома фосфора в молекуле, то образец AP-MeR – лишь 1,511, что является следствием различных условий синтеза. Также образцы различаются по среднему количеству атомов углерода в молекуле – 17,805 для образца AP-R и 18,738 для образца AP-MeR, т. е. в среднем образец AP-MeR содержит примерно на одно звено больше. Это объясняется присоединением метильного радикала в качестве второго, третьего или даже четвертого алкильного радикала к одному-двум-трем уже имеющимся в молекуле алкильным радикалам фракции C8-C13. При этом количество алкильных радикалов в молекуле может составлять от 1 до 4 для каждого из образцов, а образец AP-MeR с высокой вероятностью будет иметь хотя бы один метильный радикал в молекуле в дополнение к хотя бы одному длинному алкильному радикалу.

На рисунках 1–2 можно наблюдать, что для образца AP-R наибольшую интенсивность имеет ион с m/z 457,24874, которому соответствует брутто-формула $[C_{20}H_{45}O_7P_2]^-$, тогда как для образца AP-MeR – ион с m/z 251,14306 и брутто-формулой $[C_{11}H_{24}O_4P]^-$. Средняя рассчитанная молекулярная масса для образца AP-R составила 418,89 г/моль, а для образца AP-MeR – 337,64 г/моль.

Показано, что даже при незначительных концентрациях алкилфосфорных эфиров в сшитом геле ГРП его реологические свойства ухудшаются, поэтому целесообразно проводить трассерные исследования с линейным гелем ГРП на ранних стадиях проведения МГРП (рис. 3).

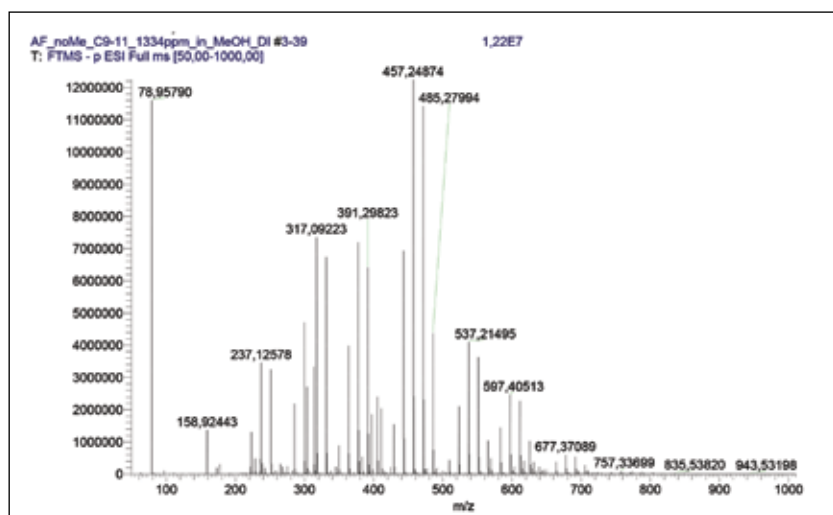


Рисунок 1 – Масс-спектр прямого ввода образца AP-R

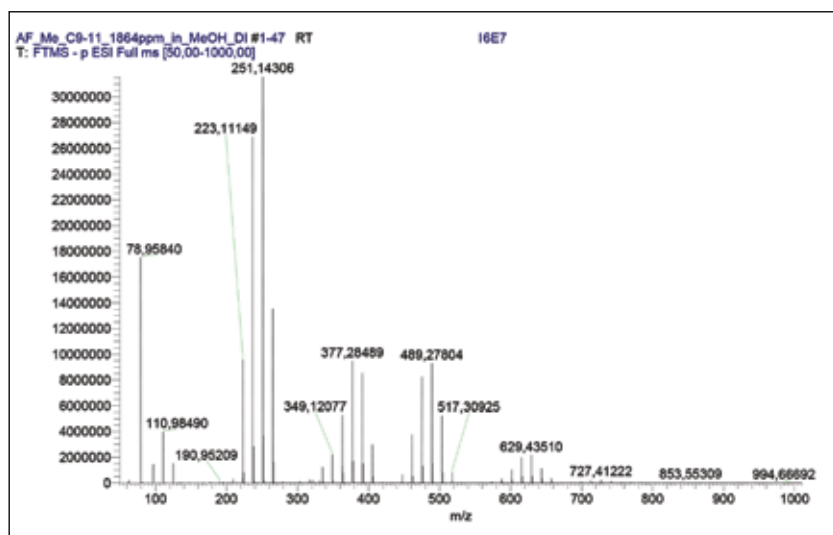


Рисунок 2 – Масс-спектр прямого ввода образца AP-MeR

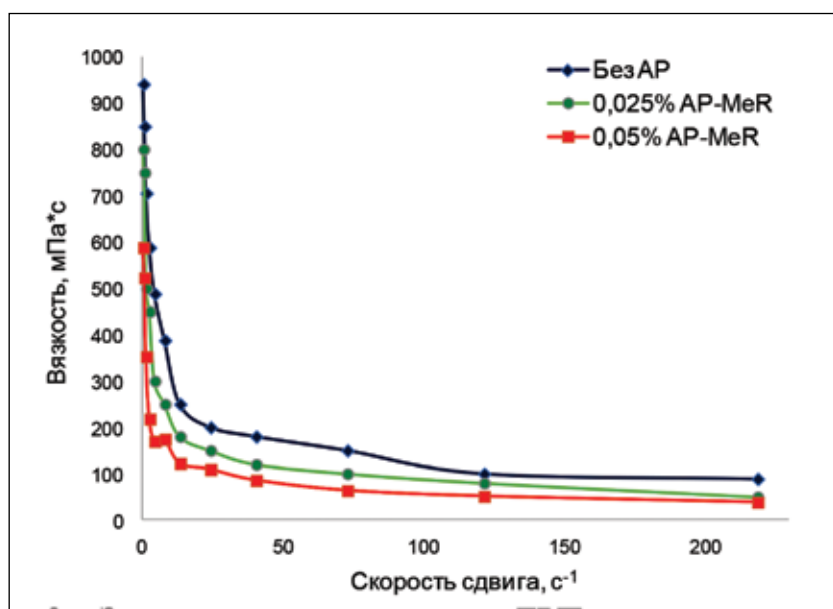


Рисунок 3 – Зависимость вязкости геля ГРП от скорости сдвига при различных концентрациях AP-MeR в сшитом геле при $T = 70^\circ\text{C}$

Показано, что структура молекул образцов алкилфосфорных эфиров напрямую связана с их способностью к адсорбции. Так, трассер AP-R адсорбировался на песке в значительно меньшей степени, чем трассер AP-MeR, что может быть связано с большим размером молекул в образце AP-R в сравнении с образцом AP-MeR. В результате величина удельной адсорбции трассера AP-MeR из водного раствора на поверхности песка составила 0,1961 мг/г (9,82 мг/м²), тогда как удельная адсорбция AP-R в тех же условиях составила лишь 0,04970 мг/г (2,49 мг/м²). Следовательно, в качестве трассеров предпочтительно использовать алкилфосфорные эфиры, которые в своей структуре имеют не только длинный, но и короткий углеводородный радикал, а также меньшее количество атомов фосфора. Дальнейшие исследования проводили с трассером AP-MeR.

Удельная адсорбция трассера AP-MeR из водного раствора на магнезиально-кварцевом проппанте ForeProp фракции 20/40 составила 0,1515 мг/г (39,6 мг/м²), а на алюмосиликатном проппанте BorProp фракции 20/40 – 0,2698 мг/г (70,9 мг/м²).

В настоящее время реализованы проекты, имеющие более 30 стадий ГРП в профиле одной скважины. Рассматриваемая технология может быть экономически эффективной в сравнении с трассерными исследованиями, в которых применяется проппант со специальным полимерным покрытием и проводятся ПГИ в профиле горизонтальной скважины.

Разработка и исследование жидкости для гидравлического разрыва пласта на основе модифицированной вязкоупругой композиции

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, П.К. Крисанова, А.А. Филатов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из наиболее распространенных и эффективных методов воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи. Наиболее часто применяемыми композициями в процессах ГРП являются сшитые гуаровые гели [1]. Остатки гуарового геля способны коагулировать поровое пространство коллекторов и образованных трещин.

Даже при использовании окислительных деструкторов остаточная проводимость пропантной пачки составляет 50–60%, что ухудшает качество процесса ГРП. В настоящее время перспективной альтернативой гуаровым композициям являются составы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Композиции для ГРП на основе ВУПАВ характеризуются более низкими значениями вязкости и высокими упругими свойствами. Данные свойства композиции обеспечивают транспортировку пропантa глубоко в обрабатываемый интервал. При контакте с нефтью и пластовой водой состав на основе ВУПАВ разрушается и выносится вместе с пластовыми флюидами на поверхность, это исключает необходимость ввода деструкторов в состав жидкости разрыва. Однако применение ВУПАВ до сих пор ограничено в связи с их низкой термостабильностью: при температурах выше 40–50 °С происходит ухудшение реологических свойств системы, вследствие разрушения мицеллярной структуры. Также композиции ВУПАВ дороже полимерных, а для формирования рабочих композиций требуются высокие концентрации реагента. Кроме того, для композиций ВУПАВ характерны высокие значения фильтрационных утечек. Поэтому вопрос о модифицировании данных систем в целях расширения возможности их использования является актуальным [2, 3].

В данной работе исследовались системы на основе цвиттер-ионного ПАВ, относящегося к классу карбоксибетаинов марки «НЕФТЕНОЛ ВУПАВ». В качестве модификатора исследовалась метилцеллюлоза (МЦ), выбор которой основан на возможности формирования ассоциатов между молекулами ПАВ и полимера [4]. Такие ассоциаты выступают дополнительными центрами зацеплений в мицеллярной сетке, укрепляя ее структуру. Помимо этого, проведено исследование влияния соли поливалентного металла (СПМ) на свойства водных растворов ВУПАВ. Данная соль, диссоциируя на ионы, способствует экранированию гидрофильных групп молекул ПАВ, уменьшая электростатическое отталкивание между ними, что приводит к упрочнению структуры мицелл. Между ионом поливалентного металла и молекулами карбоксибетаина возможно образование комплексных соединений, что также может положительно влиять на вязкоупругую структуру системы.

В работе проводились ротационные и осцилляционные исследования на вискозиметре НРНТ М5600 Grace Instrument Rheometr (рис. 1).

Из полученных данных видно, что в системе ПАВ/СПМ/МЦ наблюдается проявление синергетических эффектов, которые выражаются в резком росте вязкости, в том числе и при

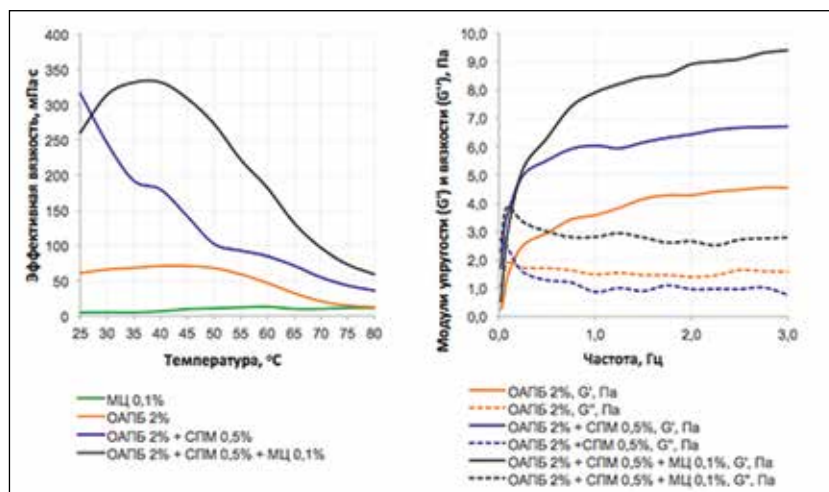


Рисунок 1 – Ротационные исследования систем при скорости сдвига 100 с⁻¹ (слева) и осцилляционные исследования систем (справа)

повышенных температурах. При этом растворы ПАВ и МЦ в индивидуальной форме обладают низкими реологическими показателями. По осцилляционным данным можно сделать вывод о преобладании в исследуемых композициях упругой составляющей системы над вязкой, что говорит о высокой структурированности полимер-мицеллярных систем.

В рамках работы проведены исследования по определению одного из важных технологических свойств жидкостей разрыва – песконесущей способности. Выявлено, что системы на основе ВУПАВ обладают сопоставимой с высоковязким шитым гуаровым гелем способностью удерживать пропант в объеме. Полученные результаты можно объяснить высокими значениями упругих свойств систем на основе ВУПАВ.

Из вышесказанного можно сделать вывод о перспективности использования полимеров в сочетании с солями поливалентных металлов в качестве модифицирующих добавок для систем на основе ВУПАВ. При дальнейших исследованиях планируется оценить способность полимерной добавки влиять на фильтрационные утечки данных составов в пласт. Основываясь на структуре используемого ПАВ, предполагается, что данные составы обладают гидрофобизирующим действием и стабилизирующим действием по отношению к глинам. Соответствующие исследования также будут проведены.

ЛИТЕРАТУРА

- Магадова Л.А., Силин М.А., Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
- Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н. и др. Беспolyмерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ // Территория Нефтегаз. – 2017. – №. 5.
- Sullivan P.F. et al. Optimization of a Viscoelastic Surfactant (VES)

fracturing fluid for application in high-permeability formations//Proc. – SPE Int. Symp. Form. Damage Control. 2006. Vol. 2006. P. 753–760.

4. Cui W. et al. Supramolecular & Oil Displacement Fluid for Hydraulic Fracturing //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2018.

Проведение процесса ГРП с использованием жидкости на основе синтетического полимера при низких пластовых температурах

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, С.А. Бородин, М.М. Фирсов, Т.Г. Хингелов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых, слабодренлируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов [1]. ГРП представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором жидкость закачивается при скоростях, вызывающих разрыв пласта и образование высокопроводимой трещины [2].

В последнее время в мире наблюдается тенденция к переходу от жидкостей ГРП на основе сшитой гуаровой камеди к гелям на основе синтетических полимеров, что связано с рядом преимуществ последних: меньшей чувствительности к минеральному составу и температуре источника воды, обеспечение более высокого коэффициента восстановления проводимости созданной трещины. При температурах пласта выше 25 °С в качестве деструкторов как гуар-боратных систем, так и жидкостей на основе синтетических полимеров используются сильные окислители, например, персульфат аммония. Однако многие окислители при низких пластовых температурах не способны эффективно разрушать цепочки полимеров, и разрушение жидкости – снижение ее вязкости до вязкости основы геля – становится ключевой проблемой при вызове притока пластового флюида после проведения процесса ГРП.

Кроме того, при проведении гидроразрыва с гуар-боратными гелями в пластах с низкой температурой, характерной для ряда объектов Восточной Сибири, температура жидкости на устье скважины выше, чем на забое, что может приводить к преждевременной деструкции геля.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» были проведены исследования по возможности использования растворов синтетического полимера – Гелеобразователя ПХС PolyGel, приготовленных в холодной воде для проведения ГРП в

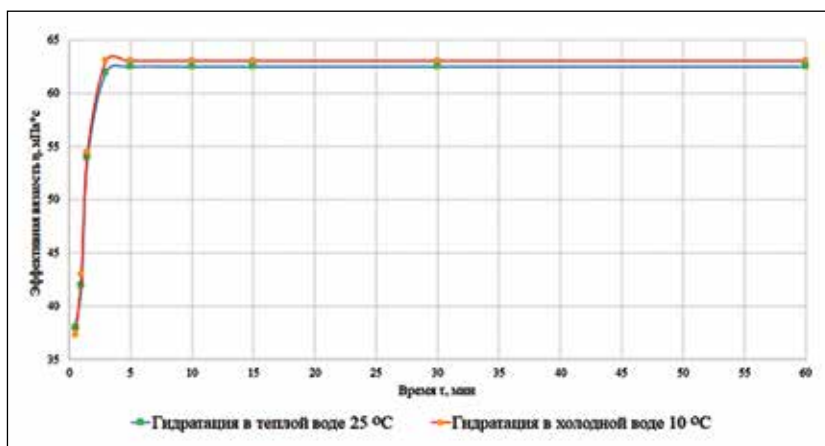


Рисунок 1 – Изменение эффективной вязкости при скорости сдвига 170 с⁻¹ с течением времени при гидратации Гелеобразователя ПХС PolyGel

пластах с температурами 10–20 °С.

На рисунке 1 можно ознакомиться с результатами гидратации Гелеобразователя ПХС PolyGel с концентрацией 8 л/м³ в пресной технической воде.

Как видно из рисунка 1, до 90% от максимальных показаний вязкости раствор Гелеобразователя ПХС PolyGel набирает в течение 3–5 минут, таким образом, полимер может использоваться для приготовления жидкости ГРП «в потоке».

Изучалась и деструкция растворов Гелеобразователя ПХС PolyGel, приготовленных в холодной воде, в интервалах пластовых температур 10–20 °С. Для разрушения геля использовалась композиция окислительного и кислотного деструкторов, которая с течением длительного времени – от 1 до 7 суток – приводила к деградации длинных цепочек полимера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магадова Л.А., Силян М.А., Глушенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – 423 с.
2. Силян М.А. Промысловая химия: учеб. пособие / М.А. Силян, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – 350 с.

Комплексные методы гидроразрыва пласта для увеличения нефтеотдачи пластов из плотных пород

С. И. Отажонов, А. А. Дадабаева, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта могут увеличить площадь контакта пласта и трещин, тем самым делая добычу нефти из плотного коллектора эффективной и экономичной.

Плотная нефть составляла менее 1% от общей добычи нефти в Китае из-за сложных

геологических условий и более слабого эффекта гидроразрыва плотных нефтяных коллекторов в Китае. Хотя дебит одной скважины в плотных нефтяных коллекторах может быть увеличен за счет увеличения длины горизонтального участка, увеличения дозировки жидкости для гидроразрыва и расклинивающих наполнителей, но все же добыча этого типа коллектора все еще составляет менее 10%. Следовательно, необходимы более совершенные методы для максимального увеличения нефтеотдачи этих пластов с помощью гидроразрыва пласта. В этой работе на основе анализа проблем, возникающих при гидроразрыве плотных нефтяных коллекторов, предлагаются интегрированные методы высокоэффективного воздействия на сеть трещин и повышения нефтеотдачи пластов [1–2].

Предлагается повторный гидроразрыв с использованием временных закупоривающих агентов, чтобы позволить трещинам внутри каждой стадии распространяться равномерно, увеличивая таким образом площадь контакта с породой-коллектором.

Есть две основные проблемы в максимизации добычи нефти из плотных коллекторов с помощью гидравлического разрыва пласта, которые создают обширную и эффективную сеть трещин и восполняют энергию матрицы для вытеснения нефти водой соответственно.

Добавление временных закупоривающих агентов в мультикластеры, может отвести новые трещины в нестимулированные или недостимулированные области коллектора, таким образом создавая более однородную сеть трещин. Между тем добавление расклинивающих наполнителей микроразмера в буровую жидкость поможет поддерживать микротрещины более узкими и глубокими [3].

Была разработана новая система поверхностно-активного вещества, которая может минимизировать адсорбционные потери поверхностно-активного вещества на поверхности породы и, таким образом, позволить поверхностно-активному веществу глубоко проникнуть в пласт с жидкостью для гидроразрыва, а также может изменять смачиваемость породы и при этом поддерживать определенный уровень поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» для стимулирования впитывания воды для вытеснения нефти [4].

Такой метод является одним из наиболее эффективных способов дополнить энергию коллектора массивной закачиваемой жидкостью для гидроразрыва и максимизировать добычу нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Суён Х. Разведка и разработка континентальной плотной нефти в Китае/Х. Суён, Ж. Рукайи и др., 2018. – С. 737–748.
2. Чэнцзао Ц. Прорыв и значение нетрадиционной нефти и газа для классической теории нефтяной геологии. Разведка и разработка нефти, 2017. – С. 1–11.

3. Ян Ц. Механизм забивания волокон и твердых частиц в трещину гидроразрыва. Журнал нефтегазовой науки и техники/Ян Ц, Ф. Чжоу, В. Фэн и др., 2019. – С. 396–402.
4. Карпентер С. Исследование методов изменения смачиваемости с применением наноматериалов. Журнал нефтяных технологий/С. Карпентер, 2015. – С. 74–75.

Способ модифицирования жидкостей для гидравлического разрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, П.К. Крисанова,
С.А. Бородин, А.А. Филатов, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

В настоящее время системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) все чаще рассматриваются как альтернатива полимерным жидкостям для гидравлического разрыва пласта (ГРП) [1].

ВУПАВ в водной среде способны образовывать длинные цилиндрические мицеллы, схожие по свойствам с полимерными цепочками. Цилиндрические мицеллы ВУПАВ, переплетаясь между собой, образуют сложную трехмерную структуру, благодаря которой жидкость разрыва приобретает высокие вязкостные и упругие свойства. Вязкоупругая мицеллярная структура водных растворов ВУПАВ при контакте с углеводородами разрушается и полностью выносится вместе с пластовыми флюидами на поверхность, сохраняя при этом фильтрационные характеристики коллектора (остаточная проводимость проппантной пачки составляет более 90%) [2].

Однако для создания вязкоупругой системы с необходимыми структурными и технологическими свойствами требуется использовать высокие концентрации ВУПАВ, что приведет к серьезным экономическим ограничениям. Остро стоит вопрос о совершенствовании композиций на основе ВУПАВ, сохраняющих на должном уровне требуемые характеристики, при снижении концентрации активного компонента.

На сегодняшний день существуют различные способы модифицирования свойств жидкостей для ГРП на основе ВУПАВ. Среди них можно выделить основные методы: использование систем на основе сочетания двух различных типов ПАВ или ПАВ сложного строения (Gemini-ПАВ); введение в растворы ВУПАВ полимерных компонентов или наночастиц; использование различных органических соединений в качестве стабилизаторов реологических свойств и т. д. Стоит отметить, что данные методы по оптимизации систем на основе ВУПАВ основаны на использовании дорогостоящих и сложных в синтезе реагентов и в большинстве случаев представляют собой сухие компоненты, что может усложнить процесс приготовления технологических жидкостей.

В НОЦ «Промысловая химия» разработан эффективный и доступный способ модифицирования свойств водных жидкостей для ГРП на основе ВУПАВ, который заключается в использовании солей трехвалентных металлов (в данном случае хлорида алюминия), в качестве структурообразователей данных систем. Исследовались системы на основе цвиттер-ионного ВУПАВ «НЕФТЕНОЛ ВУПАВ».

В рамках исследований был проведен сравнительный анализ влияния солей металлов различной валентности и полимерных соединений на вязкостные характеристики водных растворов НЕФТЕНОЛа ВУПАВ. Из полученных данных видно (табл. 1), что введение в водные растворы НЕФТЕНОЛа ВУПАВ долей процента солей $AlCl_3$ приводит к резкому росту вязкости по сравнению с введением солей одно-, двухвалентных металлов и полимеров в значительно больших концентрациях.

Таблица 1 – Реологические показатели водных растворов НЕФТЕНОЛа ВУПАВ в присутствии солей металлов различной валентности и полимеров

№	НЕФТЕНОЛ ВУПАВ	NaCl	$CaCl_2$	ПАА	Гуар	$AlCl_3$	η , мПа·с	n	K, Па·сек ⁿ
	% масс.								
1	2,0	–	–	–	–	–	53,71	0,10	3,36
2	2,0	10,0	–	–	–	–	68,00	0,16	3,30
3	2,0	–	10,0	–	–	–	66,77	0,10	4,20
4	2,0	10,0	–	0,05	–	–	56,79	0,11	3,36
5	2,0	10,0	–	–	0,05	–	65,06	0,12	3,81
6	2,0	–	–	–	–	0,6	354,18	0,30	9,00

* η – эффективная вязкость при скорости сдвига 100 с^{-1} ;
n – показатель неньютоновского поведения; K – коэффициент консистенции.

Можно предположить, что данный факт связан с возможным образованием сложных комплексных связей между переплетенными цилиндрическими мицеллами НЕФТЕНОЛа ВУПАВ и катионом трехвалентного металла (Al^{3+}), что в свою очередь приводит к формированию структуры с высокими структурными свойствами. На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что в качестве эффективного структурообразователя для водных жидкостей ГРП на основе ВУПАВ может быть использована соль трехвалентного металла ($AlCl_3$).

ЛИТЕРАТУРА

- Baruah A. et al. Experimental investigation of rheological properties in zwitterionic-anionic mixed-surfactant based fracturing fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Т. 146. – Р. 340–349.
- Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs / Mathew Samuel et al., All SPE, – Schlumberger. SPE 60322.

Новый способ транспортирования проппанта при ГРП

Н.Ф. Нугуманова, Д.А. Куряшов, Р.Р. Мингазов,
Н.Ю. Башкирцева, ФГБОУ ВО «Казанский национальный
исследовательский технологический университет»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых, слабодренлируемых коллекторов. В процессе ГРП горная порода разрывается по плоскостям минимальной прочности за счет воздействия на пласт давлением, создаваемым закачкой в скважину специальной жидкости разрыва [1]. В России, как и во всем мире, сшитые гели на основе гуарового полимера уже долгое время остаются преобладающими жидкостями для гидроразрыва пласта. Как правило, эти жидкости содержат $3,0\text{--}4,2 \text{ кг/м}^3$ сшитого полимера, обладая при этом очень высокой динамической вязкостью (как правило, не менее 400 сП при 100 с^{-1}) и низкими значениями остаточной проводимости проппантной пачки, около 35%. При неполной

деструкции геля понижается относительная проводимость трещины, поскольку остаточный гель создает препятствия на пути притока жидкости, что вызывает необходимость применения дополнительной очистки при освоении скважины.

В настоящее время многие нефтепользователи начали постепенный переход к более «чистым» линейным гуаровым жидкостям с меньшей вязкостью. Однако даже при использовании линейного гуарового геля остаточная проводимость трещины не превышает 60–70%. В связи с этим актуальной является задача разработки маловязкой «чистой» жидкости для ГРП.

Существует несколько технологических решений, в которых объединены низкая вязкость жидкости-носителя и относительно высокая транспортирующая способность проппанта. Одним из таких решений является создание капиллярной суспензии [2–4].

Данный способ транспортирования проппанта в низковязкой водной жидкости основан на создании плавающих агломератов, состоящих из гидрофобизированных зерен проппанта и компонента, обладающего низким удельным весом (пузырьки газов, капли углеводородов). Для эффективной адсорбции «легкого» компонента на поверхности проппанта его поверхность необходимо гидрофобизировать. Настоящая работа была направлена на поиск соединений, наиболее эффективно гидрофобизирующих поверхность проппанта.

Для количественной оценки эффективности гидрофобизаторов был выбран метод капиллярной пропитки. Пористая среда представляла собой стеклянную трубку,

заполненную пропантом фракции 20/40, который был предварительно обработан различными гидрофобизаторами. Гидрофобизирующая эффективность, т. е. смачиваемость поверхности частиц, оценивалась как высота поднятия воды в трубке (% от всей высоты).

В качестве гидрофобизаторов был исследован ряд индивидуальных ПАВ и их смесей. Также были изучены соединения, широко применяемые в качестве классических гидрофобизаторов поверхности, – это кремнийорганические соединения.

Установлено, что среди исследуемых ПАВ наиболее эффективным является дидецилдиметиламмоний хлорид. При использовании данного ПАВ высота поднятия воды в пористой среде не превышает 11% при концентрации 0,01 мас. %.

Гидрофобизирующая эффективность кремнийорганических соединений выше эффективности исследованных ПАВ. Метилтриметоксисилан и алюмометилсиликонат натрия показали уровень смачивания от 15 до 6% при концентрациях от 0,01 до 1 мас. %.

Испытанные в рамках работы метилсиликонат натрия, полиметилгидридсилоксан и полиэтилгидросилоксан показали полную гидрофобизацию поверхности при концентрациях от 0,1 до 1,0 мас. %.

В результате исследований проведена оценка гидрофобизирующей эффективности различных классов соединений. Наиболее эффективными соединениями, позволяющими гидрофобизировать поверхность пропанта, являются метилсиликонат натрия, полиметилгидридсилоксан и полиэтилгидросилоксан. Высокие гидрофобизирующие свойства данных соединений позволяют ожидать эффективную адсорбцию «легкого» компонента на поверхности пропанта, что позволит удерживать частицы пропанта во взвешенном состоянии без необходимости создания высоковязкой жидкости ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

- Магадова Л.А., Силян М.А., Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
- Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Vincent, M.C., Cipolla, C.L., and Lonon, E.P. 2009. Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth While Optimizing Fracture Conductivity. Presented at the SPE Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado, 10-12 February. SPE-114173-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/114173-MS>.
- Palisch, T.T., Vincent, M.C., and Handren, P.J. 2010. Slickwater Fracturing: Food for Thought. SPE Production & Operations 25 (3): 327-344. SPE-115766-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/115766-PA>.
- Kern, L.R., Perkins, T.K., and Wyant, R.E.

1959. The Mechanics of Sand Movement in Fracturing. Presented at the Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers, Houston, TX, 5-8 October. SPE-1108-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1108-G>.

Исследование растворимости расклинивающих материалов для ГРП в сухокислотных составах

Ю.А. Ткач, В.А. Цыганков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

После проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) зачастую проводят кислотную обработку для создания более разветвленной сетки трещин и лучшего разрушения геля ГРП. При этом процессе происходит растворение как породы, особенно карбонатной, так и пропанта. Кислота является довольно агрессивным реагентом, а при повышении температуры ее активность может увеличиваться. При растворении пропанта снижается также его прочность, соответственно, созданные трещины быстрее смыкаются и эффективность от проведенной операции может быстро снижаться [1].

В работе исследовалось влияние сухокислотных составов СК-ТК-5 (6%), СК-ТК-6 и СК-ТК-7 (10%) на алюмосиликатный и магнезиальный пропант, а также проводилось сравнение влияния с 15%-ной соляной кислотой. Сухокислотный состав СК-ТК-5 состоит из сульфаминовой и лимонной кислот, хлорида аммония, ПАВ и ингибитора коррозии. СК-ТК-6 состоит из сульфаминовой и лимонной кислот, хлорида и фторида аммония, ПАВ и ингибитора коррозии. Сухокислотный состав СК-ТК-7 в своей основе имеет гликолевую кислоту, полный состав не разглашается.

На первом этапе работы определялась растворимость пропанта в сухокислотных составах после воздействия на него в течение 4-х часов при температуре 80 °С. Методика проведения исследований была адаптирована исходя из методики ГОСТ [2, 3]. Соотношение пропант : кислота было выбрано 1:2,5. Получившиеся растворимости пропанта представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Растворимость пропанта в сухокислотных составах (4 ч, 80 °С), %

	Алюмосиликатный			Магнезиальный		
	1-я проба	2-я проба	Среднее	1-я проба	2-я проба	Среднее
HCl (15%)	0,384	0,392	0,388	0,136	0,122	0,129
СК-ТК-5	0,132	0,146	0,139	0,052	0,058	0,055
СК-ТК-6	1,53	1,59	1,56	1,67	1,69	1,68
СК-ТК-7	0,142	0,142	0,142	0,092	0,084	0,088

На рисунке 1 представлено сравнение растворимости алюмосиликатного проппанта в 15 %-ной соляной кислоте и сухокислотных составах.

Как видно из представленной диаграммы, растворимость алюмосиликатного проппанта в соляной кислоте превышает растворимость проппанта в сухокислотных составах СК-ТК-5

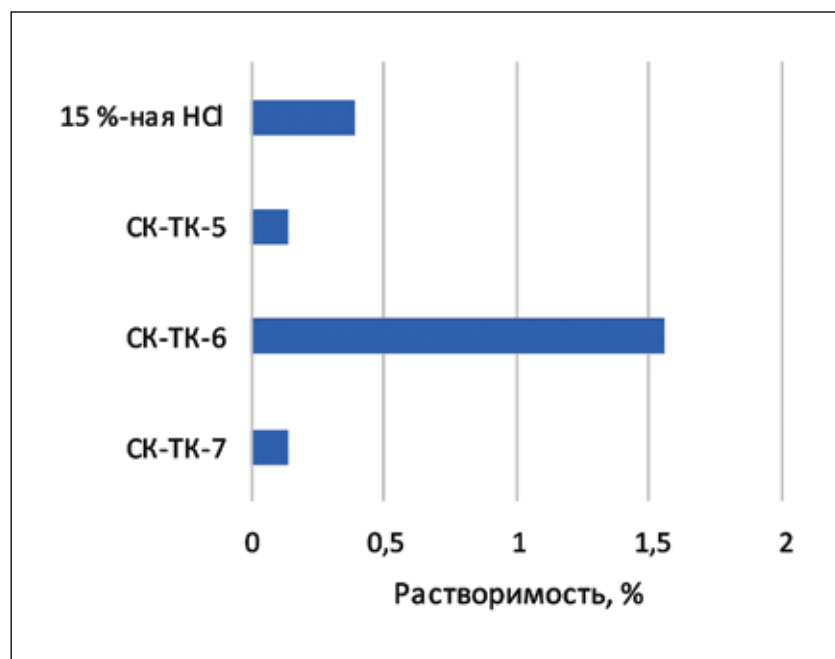


Рисунок 1 – Сравнение растворимости алюмосиликатного проппанта в 15 %-ной соляной кислоте и сухокислотных составах (4 ч, 80 °С)

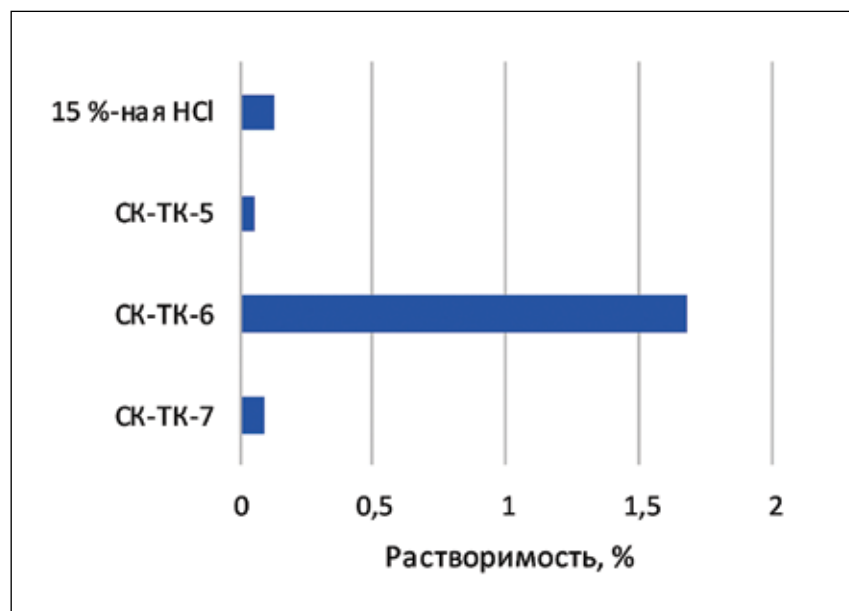


Рисунок 2 – Сравнение растворимости магнезиального проппанта в 15 %-ной соляной кислоте и сухокислотных составах (4 ч, 80 °С)

и СК-ТК-7 в 2,8 раза. Однако растворимость алюмосиликатного проппанта в соляной кислоте в 4 раза ниже, чем растворимость в СК-ТК-6. Растворимость проппанта в СК-ТК-6 в 11,1 раза больше, чем растворимость в СК-ТК-5 и СК-ТК-7.

На рисунке 2 также представлено сравнение растворимости магнезиального проппанта в 15 %-ной соляной кислоте и сухокислотных составах.

Как видно из представленной диаграммы, растворимость магнезиального проппанта в соляной кислоте превышает растворимость проппанта в сухокислотных составах СК-ТК-5

в 2,4 раза и СК-ТК-7 в 1,5 раза соответственно. Однако растворимость алюмосиликатного проппанта в соляной кислоте в 13 раз ниже, чем растворимость в СК-ТК-6. Растворимость проппанта в СК-ТК-6 в 30,5 раза больше, чем растворимость в СК-ТК-5, и в 19,1 раза больше, чем в СК-ТК-7.

Наиболее сильно выделяется растворимость в составе СК-ТК-6, при этом растворимость магнезиального проппанта выше, чем растворимость алюмосиликатного. В остальных же составах растворимость алюмосиликатного проппанта выше, чем растворимость магнезиального. Это может объясняться особенностями строения магнезиального проппанта, например, наличие покрытия.

Также по полученным данным видно, что растворимость проппанта в соляной кислоте хоть и превышает растворимости в кислотных композициях СК-ТК-5 и СК-ТК-7, но все равно остается на удовлетворительном уровне.

Наибольшие показатели растворимости показал кислотный состав СК-ТК-6. Это может быть связано с присутствием в составе активного фторида аммония. Наименьшие показатели получились при растворении проппанта в композиции СК-ТК-5. Необходимо провести исследования растворимости проппанта после воздействия на него нагрузкой, в частности, для обоснования феномена большей степени растворения алюмосиликатного проппанта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Здольник С.Е., Некипелов Ю.В., Гапонов М.А. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть»// Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 92–95.
2. ГОСТ Р 51761-2013 Проппанты алюмосиликатные. – М.: Национальный стандарт Российской Федерации. – 2013. – 45 с.
3. ГОСТ Р 54571-2011 Проппанты магнезиально-кварцевые. – М.: Национальный стандарт Российской Федерации. – 2011. – 18 с.

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Фотографии предоставлены ООО «Койл-Сервис»
The photos are published by courtesy of Coil-Service LLC





КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ





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

76

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



Контактная информация

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

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**



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



**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2021 году
БК № 3/77, сентябрь-2021**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
SPE Workshop: Cementing in an Unconventional World	06-08.10.2021	USA, Texas, Galveston
Российская нефтегазовая техническая онлайн-конференция SPE	12-15.10.2021	Россия, Москва
15-я Международная конференция «Нефтегазсервис-2021»	21.10.2021	Россия, Москва
SPE ICoTA Virtual 27 th European Well Intervention Conference	08-12.11.2021	Scotland, Aberdeen
XVIII специализированная выставка «Оборудование – Нефть. Газ. Химия»	10-12.11.2021	Россия, Волгоград
22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	11-12.11.2021	Россия, Москва
Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC)	15-18.11.2021	ОАЭ, Абу-Даби

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\$.



Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин, Христина Булыко, Григорий Фомичев, Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin, Christina Bulyko, Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**Колтюбинговое, азотное
и насосное оборудование**
Coiled tubing, nitrogen and
pumping equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing equipment



Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул.
Рыбалко, 26, к. 17/432

Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033
Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26





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



ПАКЕР



СЕРВИС

Офис в Москве:

+7 (495) 663-31-07

Офис в Сургуте:

+7 (3462) 556-322

Офис в Ноябрьске:

+7 (3496) 423-100

www.packer-service.ru

info@packer-service.ru

Гидравлический разрыв пласта

Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ

Coiled tubing services

Освоение скважин азотом

Well gaslifting

Заканчивание скважин

Well completion

Пакерный сервис

Packer service

Ловильные работы

Fishing operations

Супервайзинг при ТКРС, освоении, ГРП и ГНКТ

Workover, CT & fracturing supervising



packer-tools.ru, contact@packer-tools.ru