



Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

www.cttimes.org

3 (85), Сентябрь/September 2023



ИМПОРТОНЕЗАВИСИМАЯ ОТ ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ
НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ГРП ПРЕДСТАВЛЕНА
БУДУЩИМ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМ

ЭВОЛЮЦИЯ ГРП С ПЕРЕХОДОМ НА ТРИЗ
В «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ»

ПЕРСПЕКТИВЫ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ
НА ГНКТ ПО ТИПУ FISHBONE

ЦЕЛЬ – РАЗВИТЬ КОМПАНИЮ ДО ДЕСЯТИ ФЛОТОВ ГРП
GOAL IS TO DEVELOP THE COMPANY TO TEN HYDRAULIC
FRACTURING FLEETS

СИНЕРГИЯ ПОЗВОЛИЛА СОЗДАТЬ КОМПАНИЮ
SYNERGY MADE IT POSSIBLE TO CREATE
A COMPANY

ФРАКЦИОННЫЙ КВАРЦЕВЫЙ ПЕСОК ДЛЯ ГРП

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

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



85

Реклама

A wide-angle photograph of a large industrial manufacturing facility with various machines and equipment.

ООО «СТАР ТЬЮБИНГ»

A close-up shot of industrial machinery, showing a large red pipe being processed by a machine with rollers and a cutting head.

**Российское
производство ГНКТ
по мировым
стандартам**

A photograph showing several large blue spools of black tubing arranged in a row in a warehouse or storage area.

**info@star-tubing.com
www.star-tubing.com**

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

The 24th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

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



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

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

November 16–17, 2023,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/
"Vystavochnaya" metro station)

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Е.Б. Лапотентова, заместитель председателя Совета Группы ФИД

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

К.Н. Алегин, главный геолог, ООО «ВETERАН»;
Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Р.М. Ахметшин, главный специалист по кольтюбинговым технологиям, ООО «ТаграС-РемСервис»;
К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
Т. Грин, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
А.М. Овсянкин, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
С.М. Симаков, эксперт центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, блок экспертизы и функционального развития, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);
А.В. Трифонов, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;
Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время кольтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

K. Alegin, Chief Geologist, VETERAN LLC;
J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;
R. Akhmetshin, Chief Specialist in Coiled Tubing Technologies, TagraS-RemServis LLC;
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;
R. Clarke, Honorary Editor;
T. Green, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Ovsiankin, Deputy General Director, Packer Service LLC;
M. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University";
S. Simakov, Competence center expert on well construction and workover technologies, Block of Expertise and Functional Development, Gazproneft STC LLC;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKhtehnologii";
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);
A. Trifonov, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC;
D. Vorobiev, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusneft;
S. Zagranichny, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

Дорогие друзья!

Наш журнал носит название «Время колтюбинга. Время ГРП». Так случилось, что содержание данного номера в большей мере отражает именно время ГРП – технологии, которая давно и прочно зарекомендовала себя в качестве эффективного метода стимуляции пластов, позволяющего оптимизировать экономические показатели проектов по разработке.

Номер открывается репортажем с технологической встречи в Витебске, где Группой ФИД была представлена импортонезависимая от западных санкций насосная установка для ГРП. Вектор развития технологических проектов Группы ФИД – создание оборудования для высокорасходных операций ГРП. Эта мощная современная насосная установка именно для них и предназначена. Ее транспортная база – специальный четырехосный полуприцеп с подъемной осью для увеличения маневренности и проходимости, с подруливающей осью для увеличения маневренности в условиях бездорожья. Полуприцеп оснащен системой изменения клиренса в условиях бездорожья. Мощность ее двигателя – 2500 л. с., максимальная производительность – 3950 л/мин. Масса установки не превосходит 32 000 кг.

Обращаю внимание читателей на статью «Эволюция ГРП с переходом на ТРИЗ в «Салым Петролеум Девелопмент» ведущего технолога по добыче нефти и газа Дмитрия Чаплыгина и руководителя направления трудноизвлекаемых запасов Дамира Хамадалиева. Авторы представили подробный иллюстрированный материал по эволюции ГРП в компании.

На Салымской группе месторождений первые работы по гидроразрыву пласта были проведены в 2005 году. К текущему моменту компания накопила большой опыт по проведению и оптимизации методов подготовки, проведения и освоения скважин с гидроразрывом. На протяжении всего освоения черкашинской и ахской свит компания «Салым Петролеум Девелопмент» непрерывно улучшала процессы проведения гидроразрыва пласта. Однако развитие проектов по освоению трудноизвлекаемых запасов ставит новые вызовы и требует развития новых технологий. Мировой опыт показывает, что переход на цементируемые хвостовики осуществляется не только ради увеличения стадийности, но и для снижения рисков при проведении операций.

Интервью «Наша цель – развить компанию до десяти флотов ГРП» дал журналу Евгений



Захаров, генеральный директор нефтесервисной компании «Альянс Сервис», которая специализируется на гидравлическом разрыве пласта и его инженерном сопровождении. В настоящее время компания намерена провести первый как для себя, так и для заказчика 14-стадийный высокорасходный (с расходом 12 м³/мин) ГРП на полиакриламиде, с закачкой пропанта массой 150 тонн на каждую стадию.

Многообещающий проект стартовал в «Белоруснефти», где было принято решение

вместо пропанта использовать кварцевый песок. Не секрет, что именно пропант – основной затратный материал при проведении ГРП. Компания построит собственный горно-обогадительный комбинат по производству фракционного кварцевого песка для технологии ГРП. Этот масштабный инвестиционный проект нацелен на решение задач по импортозамещению, поскольку пропанты в Беларуси не производятся. Планируется также поставка природного расклинивающего агента на экспорт.

Продолжает главную тему выпуска подборка «Реагенты для проведения ГРП» в рубрике «Нефтепромысловая химия». В частности, интересна публикация коллектива специалистов компании «ВеллПроп» «Катионный полиакриламид – альтернативное решение для ГРП на высокоминерализованной воде». В настоящее время проведение ГРП на полиакриламиде становится трендом. В сравнении с традиционными системами гидроразрыва на основе гуаровой камеди и ее производных синтетические гели имеют широкий потенциал к повышению эффекта извлечения нефти и снижению операционных затрат.

Осенний номер нашего журнала традиционно широко распространяется на Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая тоже стала традиционной. Она пройдет в 24-й раз в Москве 16-17 ноября 2023 года на привычной локации – в «Новотеле» (Москва-Сити). Надеюсь на нашу с вами встречу на этом мероприятии, ставшем неформальным клубом приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Елена Лапотентова, председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 Навстречу 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

8 Импортонезависимая от западных санкций насосная установка для ГРП представлена будущим пользователям Технологическая встреча в Витебске

ТЕХНОЛОГИИ

18 Новое цифровое решение по мониторингу и автоматизации процессов при капитальном ремонте скважин
Цифровая платформа ЭКО

20 **Д.А. Чаплыгин, Д.М. Хамадалиев**
Эволюция ГРП с переходом на ТРИЗ в «Салым Петролеум Девелопмент»

38 **К.Н. Алегин**
Перспективы бурения боковых стволов на ГНКТ по типу Fishbone из обсаженных хвостовиков диаметром 114 мм

42 Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2023 (часть 1)

42 Секция 1. Колтюбинговые решения для труднодоступных горизонтальных и многоствольных скважин

46 Секция 2. Последние достижения в области цифровых приложений, скважинных инструментов, наземного оборудования и материалов для внутрискважинных работ

ПРОГНОЗ

56 Российский рынок гидроразрыва пласта: текущее состояние и сценарии его развития до 2030 года
Анонс аналитического отчета от компании RPI

ПРАКТИКА

60 Наша синергия позволила создать компанию
(Беседа с **А.А. Сагайдачным**, коммерческим директором «Марлин Ойл Тулз»)

70 Наша цель – развить компанию до десяти флотов ГРП
(Беседа с **Е.С. Захаровым**, генеральным директором нефтесервисной компании «Альянс Сервис»)

МАТЕРИАЛЫ

80 «Белоруснефть» построит завод по производству фракционного песка

НЕФТЕПРО-МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

84 Реагенты для производства ГРП

84 Исследование актуальности применения и критериев подбора составов буферных жидкостей

85 Катионный полиакриламид – альтернативное решение для ГРП на высокоминерализованной воде

87 Исследование загущающей способности поверхностно-активных веществ в кислотных составах для кислотного гидроразрыва пласта

89 О расчете утечек в пласт при гидроразрыве сжимаемой жидкостью

91 *Исследование жидкостей для гидравлического разрыва пласта на основе поверхностно-активных веществ и полимеров*

92 *Разработка эластичного цемента для крепления горизонтальных скважин с МГРП*

94 *Оптимизация объема реагентов для обработки призабойной зоны скважин с ГРП в терригенных коллекторах*

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

98 *X Международная (XVIII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»*

104 **КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

PROSPECTS

6 *Towards the 24th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference*

PRACTICE

60 *Our Synergy Made It Possible To Create a Company*
(Interview with **A.A. Sagaidachny**, Commercial Director of "Marlin Oil Tools")

70 *Our Goal Is To Develop the Company to Ten Hydraulic Fracturing Fleets*
(Interview with **E.S. Zakharov**, General Director of the oilfield service company "Alliance Service")

104 **THE BEAUTY OF OILFIELDS**

Поздравляем с Днем нефтяника!



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

The 24th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

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



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

Конференция состоится 16-17 ноября 2023 года в Москве

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

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

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

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

Их тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в 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.).

Торжественный прием.

Рабочие языки конференции: русский и английский.
Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в России профессиональный форум для

The conference will be held on November 16-17, 2023 in Moscow

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

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

Venue: Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochaya" 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.

Working languages are either Russian or English. 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

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

The 24th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

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



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

специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Weatherford, Baker Hughes, Halliburton, «Белоруснефть», «Татнефть», «Пакер Сервис», «ТаграС-РемСервис», «Ветеран», «ФракДжет-Волга», «ЭСТМ», Группа ФИД, «БВТ-Восток», «ФИДМАШ», «Иркутская нефтяная компания», Eriell Group, «НОВАТЭК», Welltec и др.

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

На 24-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 можно, отправив запрос на e-mail: cttimes@cttimes.org.

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

Ждем вас, дорогие коллеги,
в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom-neft, LUKOIL, Schlumberger, Weatherford, Baker Hughes, Halliburton, Belorusneft, Tatneft, Packer-Service, TagraS-RemService, Veteran, Frac-Jet Volga, ESTM, FID Group, BVT-Vostok, Fidmash, Irkutsk Oil Company, Eriell Group, NOVATEK, Welltec, etc.

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

At the 24th 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 sending a request to e-mail: cttimes@cttimes.org.

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: mamontov@cttimes.org
Tel. +7 (495) 481-34-97 (101)
www.cttimes.org/en/

We look forward to meeting you!

Organizing Committee

Импортонезависимая от западных санкций насосная установка для ГРП представлена будущим пользователям

Технологическая встреча в Витебске

Под эгидой Группы ФИД 26 июля 2023 года в свободной экономической зоне «Витебск» (Республика Беларусь, город Витебск) состоялась технологическая встреча, в которой приняли участие представители Государственного производственного объединения «Белоруснефть», Министерства энергетики Российской Федерации, ряда российских нефтедобывающих и нефтесервисных компаний, а также организаторы – производители оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Член Совета Группы ФИД **Дмитрий Грибановский** дал такое определение этому мероприятию: «Это встреча людей, которые являются фанатами своего дела, любят свою профессию. Здесь собрался весь срез компаний, весь срез структур, которые участвуют в добыче углеводородного сырья, начиная с представителей Минэнерго РФ, которые определяют, куда идти отрасли и что нужно делать, продолжая недропользователями, извлекающими нефть и газ, и сервисными компаниями, которые помогают им в этом. Здесь

присутствуем и мы, производители нефтегазового оборудования, а также представители предприятий, выпускающих компоненты для этого оборудования. Каждая такая встреча дает всем нам мощный импульс, потому что чувствовать друг друга, понимать, кто в каком направлении развивается, какие имеются потребности, какие наблюдаются тенденции, что нужно делать в будущем – это очень дорогого стоит! Ни одна стратегическая программа, спущенная сверху, не дает того эффекта, который способен дать эффект общения всех вместе в едином кругу».

Группа ФИД объединяет российские и белорусские предприятия, проектирующие, выпускающие и поставляющие инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых. Благодаря

опыту, накопленному за 25 лет работы, предприятия, входящие в Группу ФИД, стали лидерами на пространстве ЕАЭС в производстве и поставке оборудования для гидравлического разрыва пласта, колтюбинговых технологий, цементирования скважин,

Ни одна стратегическая программа, спущенная сверху, не дает того эффекта, который способен дать эффект общения всех вместе в едином кругу.

направленного шахтного и поверхностного бурения, а также в оказании высокотехнологичных нефтесервисных услуг.

Группа ФИД объединяет собственный инженеринговый центр, производственные предприятия, региональные представительства и сервисные центры.

В основе высокого технического уровня продукции, засвидетельствованного многочисленными сертификатами, лежат собственные конструкторские разработки. Стопроцентное подтверждение заявленных характеристик обеспечивают испытания на аттестованных стендах. В частности, создан уникальный стенд динамических испытаний колтюбинговых установок с тяговым усилием инжектора до 45 т.

Создан уникальный стенд динамических испытаний колтюбинговых установок, позволяющий проводить испытания колтюбинговых установок с тяговым усилием инжектора до 45 т.

установок, позволяющий проводить испытания колтюбинговых установок с тяговым усилием инжектора до 45 т, проводить запись параметров испытуемого оборудования ГНКТ и эмулировать все без исключения скважинные режимы работы с применением реальной гибкой трубы диаметром до 89 мм.

Пусконаладочные работы, обучение персонала и полный комплекс сервисных услуг позволяют гарантировать надежность эксплуатации оборудования.

Программа встречи состояла из двух частей: технической секции и посещения производственной площадки Группы ФИД на территории Республики Беларусь с демонстрацией оборудования, находящегося в производстве, и



Стенд динамических испытаний колтюбинговых установок



Технологическая встреча в Витебске

представлением инновационной насосной установки для ГРП УН25.

Вектор развития – высокорасходное оборудование

Центральный доклад «Высокотехнологичное оборудование для интенсификации добычи нефти и газа» был озвучен представителями Группы ФИД **Павлом Лактионовым** и **Романом Щербиным**.

В докладе был сделан

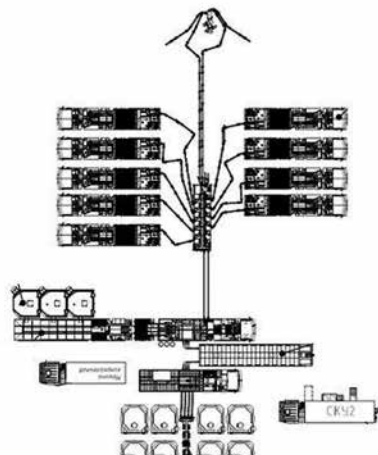
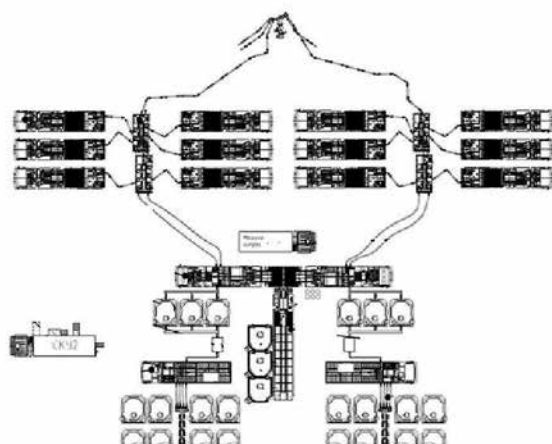
Вектор развития технологических проектов Группы ФИД – создание оборудования для высокорасходных операций ГРП.

подробный обзор производимого предприятиями Группы ФИД колтюбингового, цементирующего, нагнетательного, бурового

оборудования, а также обобщен опыт его модернизации и капитального ремонта.

В основной продуктовой линейке Группы ФИД важное место занимает оборудование для ГРП.

Налажен серийный выпуск комплексов ГРП. Каждый такой комплекс включает в себя установки насосные, установки смесительные, станции контроля и управления,



Действующая (слева) схема расположения стандартного оборудования флота ГРП и целевая (справа) схема специального оборудования высокорасходного флота ГРП

установки для подачи сыпучих материалов, установки гидратационные, установки дозирования химреагентов, машины манифольдов, установки подогрева, вспомогательное оборудование.

С 2004 по 2022 год изготовлено и внедрено более 200 единиц техники для ГРП. Оборудование, как правило, поставляется в комплексах под конкретные технологические дизайн-проекты ГРП и в полном соответствии с региональными условиями эксплуатации. Для управления оборудованием в процессе проведения ГРП используется программно-аппаратный комплекс собственной разработки.

Вектор развития технологических проектов Группы ФИД – создание оборудования для высокорасходных операций ГРП.

Высокорасходное оборудование позволяет значительно сократить площадку и численность персонала (порядка 23 единиц оборудования вместо 40 и порядка 19 человек персонала вместо 37; площадка локализации порядка 2400 м² вместо 4000 м²). Темп закачки – до 24 м³/мин.

Первый отечественный комплекс для высокорасходных ГРП задействован в РУП «ПО «Белоруснефть». За первый год с применением специализированного оборудования для проведения высокорасходных операций ГРП, спроектированного и изготовленного Группой ФИД, было

Новейшая разработка Группы ФИД – импортозамещающая насосная установка для ГРП УН25.

закачено более 25 тыс. т пропанта и более 190 тыс. т геля.

Курс на санкционную

НЕЗАВИСИМОСТЬ

Наличие отечественного оборудования и технологий – обязательное условие независимости от внешних политических условий.

Независимость от санкций недружественных стран можно определить как создание отечественных конкурентных продуктов и услуг там, где уже

имеются аналоги из стран Запада. При этом отечественные производители имеют возможность не только предлагать собственные версии оборудования в сегментах, попавших под санкции, но и разрабатывать инновационное оборудование, востребованное рынком.

Вопрос

импортонезависимости в российском нефтегазовом секторе активно освещается в СМИ еще с 2014 года, с момента введения так называемых секторальных санкций. Так, в 2015 году Министерство энергетики РФ определило приоритетные направления импортозамещения. К наиболее срочным, требующим безотлагательного решения, были отнесены технологии ГРП как наиболее критичные для поддержания объемов российской нефтедобычи, способные

Эта мощная современная насосная установка стала первой независимой от внешних факторов установкой, способной в условиях современных реалий обеспечить растущую потребность сервисных компаний в оборудовании.



Импортонезависимая насосная установка для ГРП УН25

обеспечить устойчивую добычу на действующих месторождениях, где более 70% нефти находится в трудноизвлекаемых запасах. Согласно экспертной оценке, общая потребность в обновлении парка флотов ГРП для обеспечения отрасли оценивается в 84 флота к 2030 году.

До вступления в силу программы импортозамещения (стартовала в 2014 году) 80% закупаемого российскими нефтяниками оборудования было импортным, а по отдельным категориям этот показатель достигал 100%. Отечественное оборудование для ГРП традиционно конкурировало с иностранным, в основном с европейским. Введение санкций существенно ограничило возможности ввоза техники из Европы.

Новейшая разработка

Группы ФИД – импортозамещающая насосная установка для ГРП УН25, в которой используется более 99% комплектующих изделий отечественного производства (Беларусь, Россия) и стран Восточной Азии.

Эта мощная современная насосная установка стала первой независимой от внешних факторов установкой, способной в условиях современных реалий обеспечить растущую потребность сервисных компаний в оборудовании.

Ее транспортная база – специальный четырехосный

Насосная установка УН25 создавалась под требования ГПО «Белоруснефть», на месторождениях которого эффективно используется оборудование производства Группы ФИД.

полуприцеп с подъемной осью для увеличения маневренности и проходимости, с подруливающей осью для увеличения маневренности в условиях бездорожья. Полуприцеп оснащен системой

изменения клиренса в условиях бездорожья. Мощность двигателя – 2500 л. с., максимальная производительность – 3950 л/мин. Масса УН25 не превосходит 32 000 кг. Габаритные размеры Д x Ш x В составляют не более 12 000 x 2559 x 4000 мм соответственно.

Установка полностью соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 018/2011

«О безопасности колесных транспортных средств, в том числе по габаритам и требованиям по массе автопоезда (для Республики Беларусь)».

Стратегическое партнерство

Насосная установка УН25 создавалась под требования ГПО «Белоруснефть», на месторождениях которого эффективно используется оборудование производства Группы ФИД.

В «Белоруснефти» задействованы три флота ГРП: два полнокомплектных и один высокорасходный. Все – отечественного производства. Специалисты нефтесервисных подразделений «Белоруснефти» работают не только на белорусских месторождениях, но и оказывают услуги в Российской Федерации и других странах. Победам в тендерах способствует высокий уровень технической оснащенности, на которую заказчики обращают пристальное внимание.

«Белоруснефть» четырежды становилась обладателем кубка Intervention Technology Award от

У «Белоруснефти» очень сложные месторождения с точки зрения горно-геологических условий, пластовых давлений, несовместимых горизонтов, трудноизвлекаемых запасов... Значит, оборудование, разработанное под требования «Белоруснефти», сможет эффективно работать везде – во всем мире.

ISoTA-Россия (Ассоциации инженеров ГНКТ и внутрискважинных операций) в номинации «Лучшая независимая компания в области проведения ГРП в России» (2015, 2017, 2018, 2019 годы), а также побеждала в номинации «Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» (2016 год). В 2017-м признана лучшей нефтесервисной компанией в области проведения ГРП в ПАО «НК «Роснефть». С 2020 года награждения не проводились сначала

в связи с эпидемической, а потом геополитической ситуацией.

Начальник управления скважинных технологий и сервиса «Белоруснефти» **Денис Закружный** называет Группу ФИД одним из лидеров в производстве нефтесервисного оборудования в СНГ. У «Белоруснефти» очень сложные месторождения с точки зрения горно-геологических условий, пластовых давлений, несовместимых горизонтов, трудноизвлекаемых запасов... Значит, оборудование, разработанное под требования «Белоруснефти», сможет эффективно работать везде – во всем мире. В этом Денис Закружный уверен на сто процентов: «Нам повезло, что рядом есть инновационная отечественная компания, которая непрерывно развивается, производит качественную продукцию и вместе с нами движется вперед», – считает он.

Также необходимо отметить, что техника Группы ФИД закупается



Статистика выполненных ГРП флотами ГПО «Белоруснефть»

для «Белоруснефти» на тендерной основе и конкурирует с ведущими западными и китайскими компаниями-производителями, что свидетельствует не только о ее высоком качестве изготовления, но и о гибкой ценовой политике белорусской компании – производителя высокотехнологичного оборудования.

Тема сотрудничества с Группой ФИД красной линией проходила в докладе «Технологическая эволюция строительства скважин на ТРИЗы в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» начальника отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса «Белоруснефти» **Андрея Кобца**.

Начало освоения технологий ГРП с применением современного флота отечественного производства датируется в компании 2007 годом. Оработку технологических подходов в выполнении многостадийных ГРП в нетрадиционных коллекторах начали в 2014 году. Дебютная скважина, спроектированная под реализацию технологии Plug & Perf, в

Время выполнения операции ГРП в 2022 году сократилось в полтора раза в сравнении с 2019 годом. Это стало возможным благодаря использованию высокорасходного флота ГРП.

нетрадиционном резервуаре I–III пачек межсолевой залежи построена в 2019 году.

К настоящему времени (июль 2023 года) выполнено более 2000 операций ГРП и только за 2022 год – более 340. Время выполнения операции ГРП в 2022 году сократилось в полтора раза в сравнении с 2019 годом. Это стало возможным благодаря

использованию высокорасходного флота ГРП.

Рекорд по операциям ГРП достигнут в марте 2023 года. Выполнено 70 операций ГРП, закачено 5647 т пропант/песка и 48 723 м³ жидкости разрыва. На скважине № 426g Речицкого

месторождения выполнен 34-стадийный (89 кластеров) МГРП по технологии Plug & Perf. Закачено 24 385 м³ жидкости разрыва и 3004 т расклинивающего агента, в том числе 1092 т фрак-песка.

Компания идет по пути снижения затрат. Повышению эффективности способствует в том числе использование высокорасходного

оборудования от Группы ФИД.

Основные тренды ГРП направлены на импортозамещение и импортонезависимость. Под потребности «Белоруснефти» создана и насосная установка УН25.

Андрей Кобец подробно рассказал также об опыте и перспективах развития колтюбинговых технологий в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», осуществляемых



*Участники встречи
посещают производство*

в том числе с применением колтюбинговой установки тяжелого класса УНТ4-2022 производства предприятий Группы ФИД.

Это технологический прорыв!

Во второй половине дня 26 июля 2023 года состоялось посещение предприятия «Натрикс», расположенного в свободной экономической зоне «Витебск».

Предваряя экскурсию, **Дмитрий Грибановский** от имени организаторов сказал: «Нам бы очень хотелось, чтобы каждый из вас высказался об увиденном. Это очень важно для нас, поэтому надеюсь на вашу откровенность. В цеху, в который вы вошли, идет реальный производственный процесс. Здесь ничего не приукрашено к вашему визиту – всё как всегда, как есть на самом деле».

Участникам встречи была предоставлена возможность ознакомиться с оснащением производства, оборудованием, находящемся в процессе сборки, условиями труда работников.

После демонстрации установки УН25 в работе состоялась дискуссия, по результатам которой некоторые ее участники поделились своими впечатлениями с нашим журналом.

Павел Бровков, начальник технологического отдела **Российского энергетического агентства Министерства энергетики Российской Федерации**: «Охватывает гордость за Группу ФИД. В непростые времена ее специалистов не покидает кураж и творческий дух для того, чтобы придумывать новое, идти вперед, решать задачи собственными силами, без какой-либо поддержки,

без гарантий на заказы. Это достойно уважения!».

Александр Рыжков, руководитель по импортозамещению, **«Шлюмберже»**: «Установка мне понравилась. Главное, что ее создатели работают, понимают, к чему стремиться, чтобы все заработало в полном объеме, в полную силу. Очень большие молодцы!».

Игорь Пецкович, начальник производственного участка ГРП, **ООО «ФракДжет-Волга»**: «Насосная установка ГРП, которую мы сегодня увидели, произвела на нас самое лучшее впечатление. Импортозамещение, новый двигатель, компактно собрана... Это самое лучшее на данный момент оборудование, которое я видел, которое вообще есть на рынке. Мне очень понравилось, как красиво, аккуратно все сделано!».

Камиль Каримов, директор по развитию бизнеса и новым технологиям, **ООО «Пакер Сервис»**: «У Группы ФИД не было красных дорожек, она всего достигает огромным трудом. Мы это видим и ценим. Впечатляет организация производства. Люди работают не пафосно, а надежно и ответственно. У Группы ФИД собственное производство, свои цеха, свой контроль качества, своя интеллектуальная составляющая. Сама насосная установка производит впечатление. Такое оборудование сейчас очень востребовано с учетом всех внешних факторов. Мы надеемся, что после полевых испытаний коллеги из «Белоруснефти» поделятся

опытом. На сегодняшний момент эта установка безальтернативна. Потребность в ГРП в России растет, а с наращиванием оборудования, железом, флотами, имеются сложности. Группа ФИД – молодцы, что создают инновационное оборудование. Посмотрим, как оно будет работать в поле. Возможно, это будет технологический прорыв».

Александр Слободенюк, руководитель службы ГРП, **ООО «Пакер Сервис»**: «Машина интересная. Ждем, как она себя покажет в работе. От испытаний впечатление хорошее. Будем ждать конкретных результатов».

Андрей Кобец, начальник отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса, **РУП «ПО «Белоруснефть»**: «Машина уже прошла стендовые испытания. Наши ведущие специалисты

тампонажного управления дали положительный отзыв. На всех режимах – начиная с минимальных оборотов и заканчивая максимальными – показала себя отлично. То же самое можно сказать и по дизельному двигателю. Все показатели в норме: температура, давление и т. д. Надеемся, что следующий этап – промышленные испытания – пройдет так же гладко и мы запустим установку в работу».

Руслан Игилов, руководитель направления по работе с региональными клиентами, **АО «Интеза Лизинг»**: «Установка отличная! Подождем первые результативные работы в «Белоруснефти», умозаключения и выводы специалистов-практиков. Ну и ждем эти установки на российском рынке». ☉



Участники встречи на фоне установки УН25

НОВОЕ ЦИФРОВОЕ РЕШЕНИЕ ПО МОНИТОРИНГУ И АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН



В июле-августе этого года совместно с заказчиком были успешно проведены промышленные испытания Цифровой платформы ЭКО по сопровождению работ текущего и капитального ремонта скважин. «ЭКО: Ремонт скважин» представляет собой программный веб-продукт, позволяющий удаленно в режиме реального времени отслеживать технологические процессы ремонта скважин с функционалом для решения широкого спектра инженерных задач, таких как планирование работ, мониторинг, оптимизация и контроль исполнения режимных параметров, предупреждение ГНВП, расчеты механики и гидравлики, выявление НПВ, анализ ключевых показателей эффективности, автоматическое формирование отчетности и др. Расчеты осевой нагрузки, крутящего момента, гидравлики наиболее актуальны при выполнении таких внутрискважинных операций, как: нормализация забоя, установка и снятие пакеров, мостовых пробок, устройств контроля притока, разбуривание цементного моста, фрезерование башмака колонны, ловильные работы.

Одной из уникальных особенностей Цифровой платформы является принципиально новая схема аппаратно-технического решения с применением акустического эхолота, позволяющая в автоматическом

режиме производить замер уровня жидкости для предотвращения ГНВП. Гибко настраиваемая система постоянного мониторинга и контроля уровня жидкости в скважине позволяет автоматизировать процесс замера уровня жидкости, выставлять пороговые значения для предупреждения и своевременного реагирования при возникновении риска ГНВП и нарушениях технологических режимов, выдает рекомендательные действия для бригады и оповещает всех участников процесса в едином цифровом пространстве.

В рамках проведения ОПИ успешно проведены замеры уровня жидкости в автоматическом режиме при выполнении различных типов операций, интеграция Цифровой платформы ЭКО с имеющимися датчиками подъемника КРС, необходимая информация с датчиков отображается в инструментах визуализации платформы ЭКО.

Результаты опытно-промышленных испытаний подтвердили эффективность внедрения цифровой системы в производственные объекты и открыли перспективы в повышении технологичности, безопасности, экономичности процессов управления работами ТКРС.

АО «ММоторРА»
www.ecoplatforma.com



**УСТАНОВКИ
ДВУНАСОСНЫЕ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНО-
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



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



изготовление по
индивидуальному
техническому
заданию

Эволюция ГРП с переходом на ТРИЗ в «Салым Петролеум Девелопмент»

Д.А. ЧАПЛЫГИН, ведущий технолог по добыче нефти и газа, **Д.М. ХАМАДАЛИЕВ**, руководитель направления трудноизвлекаемых запасов, «Салым Петролеум Девелопмент»



Д.А. Чаплыгин



Д.М. Хамадалиев

Технология гидроразрыва пласта давно и прочно зарекомендовала себя как эффективный метод стимуляции пластов, позволяющий оптимизировать экономические показатели проектов по разработке. В настоящее время при разработке трудноизвлекаемых запасов применение гидроразрыва является безальтернативным методом, без которого получение коммерческих притоков невозможно.

На Салымской группе месторождений первые работы по гидроразрыву пласта были проведены в 2005 году. К текущему моменту компания накопила большой опыт по проведению и оптимизации методов подготовки, проведения и освоения скважин с гидроразрывом.

Оптимизация подхода к гидроразрыву пласта

Основными объектами разработки долгое время являлись пласты черкашинской и ахской свит. Объекты разработки характеризуются низким газовым фактором (20–60 м³/м³), средней проницаемостью в районе от 10 до 50 мД, пластовыми давлениями в пределах 190–220 атм с глубиной залегания от 1900 до 2400 м. Давление гидроразрыва варьируется в пределах от 260 до 340 атм. Объекты имеют куполовидную структуру с водонефтяным контактом. Выше и ниже целевых объектов чаще всего находятся водонапорные пласты.

С 2006 года компания использовала

в качестве основы для жидкости ГРП дизельное топливо с целью предотвращения негативного влияния воды на пласт. Однако к 2009 году было принято решение переходить к жидкостям на водной основе из-за высокого риска проведения операций с горючими жидкостями. Пилотные работы показали, что смена жидкости ГРП не несет негативных последствий для последующей продуктивности пласта.

Как упоминалось ранее, близость к водонапорным пластам является одним из главных факторов, влияющих на дизайн и выбор технологии при проведении ГРП. Поскольку построение точной геомеханической модели на каждую скважину требует

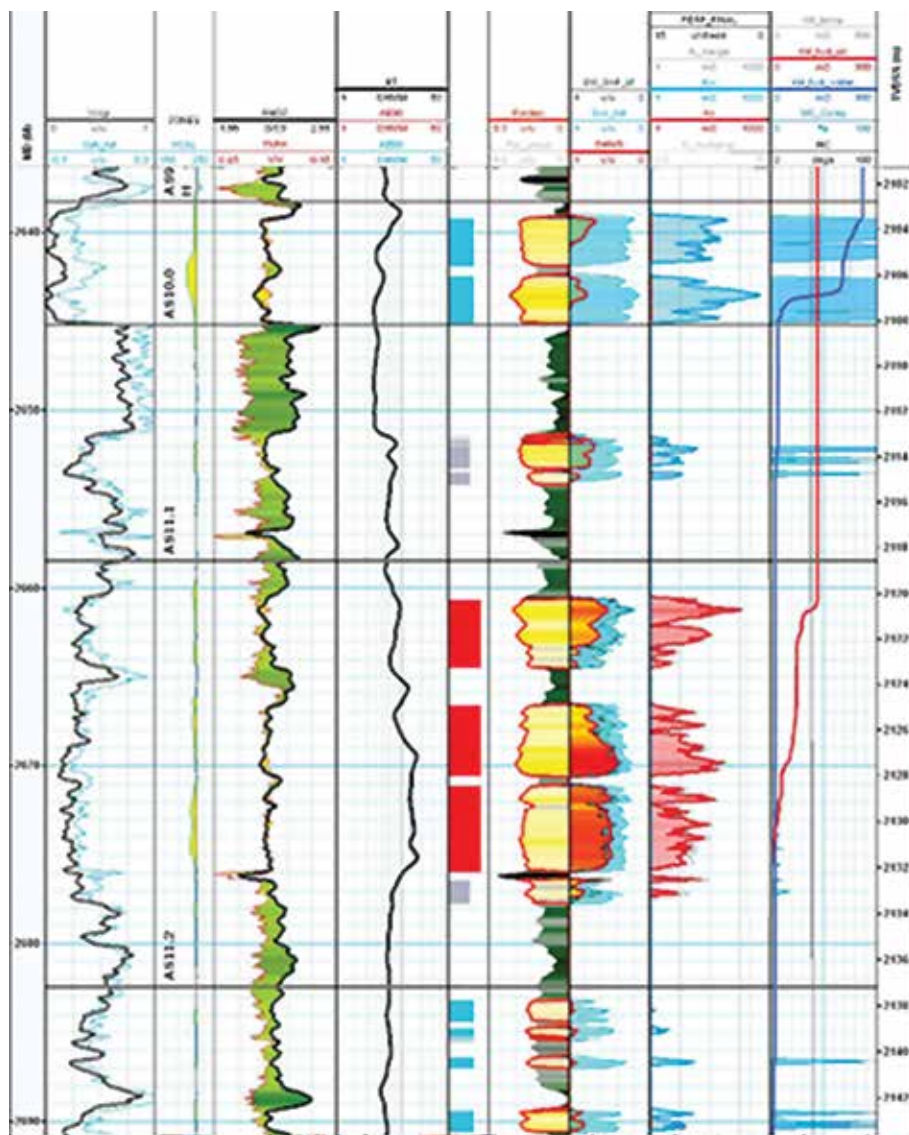


Рисунок 1 – Пример разреза объектов разработки



Рисунок 2 – Гистограмма относительного распределения массы пропанта на мощность пласта

больших временных и материальных затрат, компания пришла к стратегии ограничения тоннажа пропанта для экранирования высоты трещины ГРП и снижению рисков получения притока воды из нецелевых пластов.

Постепенно, с накоплением опыта работ на месторождении, был осуществлен переход к стандартизированному расписанию закачки с шагом повышения концентрации пропанта на 200 кг/м^3 и равными по объему чистой жидкости стадиями. Это позволило с большей достоверностью анализировать полученные результаты и работу скважин окружения.

Скорость закачки гидроразрыва ограничивалась в пределах от 2 до $2,8 \text{ м}^3/\text{минуту}$, в зависимости от массы пропанта, для снижения распространения трещины по высоте. Такое решение в сочетании с умеренно агрессивным дизайном позволило максимизировать упаковку трещины

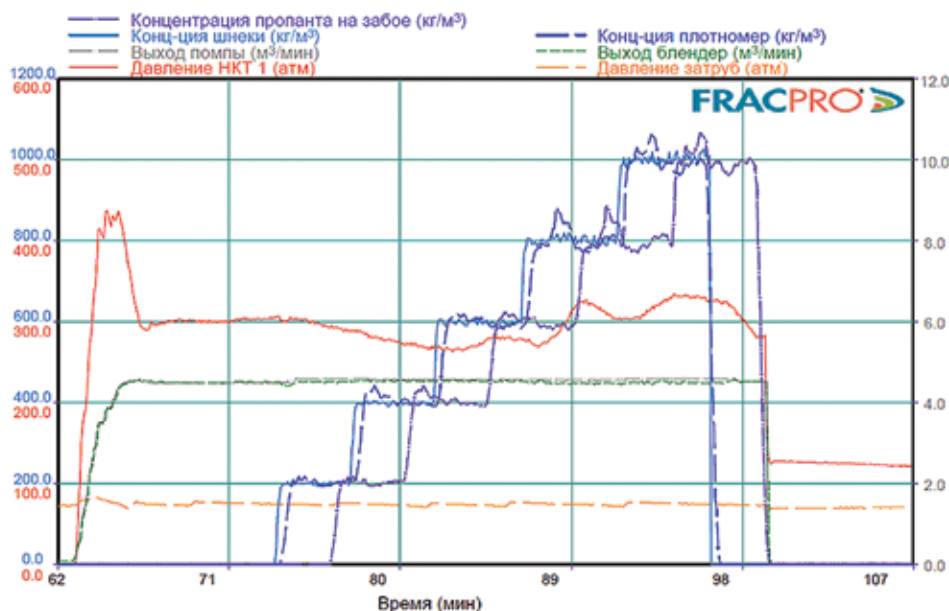


Рисунок 3 – Пример стандартизированного расписания закачки

для последующей долгосрочной эксплуатации в добыче.

Поскольку достижению значительной полудлины трещины препятствовали ограничения массы расклинивающего агента, цели были смещены на увеличение остаточной проводимости пропантной пачки. Были проведены опытно-промышленные работы с пропантами крупных фракций 12/18, 10/14 и 6/10. Для предотвращения преждевременного выпадения расклинивающего агента на низких скоростях закачки

дополнительно используется быстрый сшиватель, позволяющий набирать целевую вязкость за 30 секунд.

По рекомендациям научно-технического центра «Газпром нефти» используется комбинация жидкого и капсулированного деструкторов, позволяющая

сочетать в себе преимущества обеих систем: снижение рисков преждевременного высвобождения персульфата из капсул и препятствие чрезмерной фильтрации деструктора в пласт. Загрузка жидкого деструктора варьируется от 0,5 до 4 л/м³ с постепенным увеличением, капсулированный брейкер используется с концентрацией 0,5 кг/м³ в течение всей работы. Последующий анализ показал, что на 80% скважин отрицательный скин сохраняется более пяти лет



Рисунок 4 – Фактические размеры пропантов крупных фракций

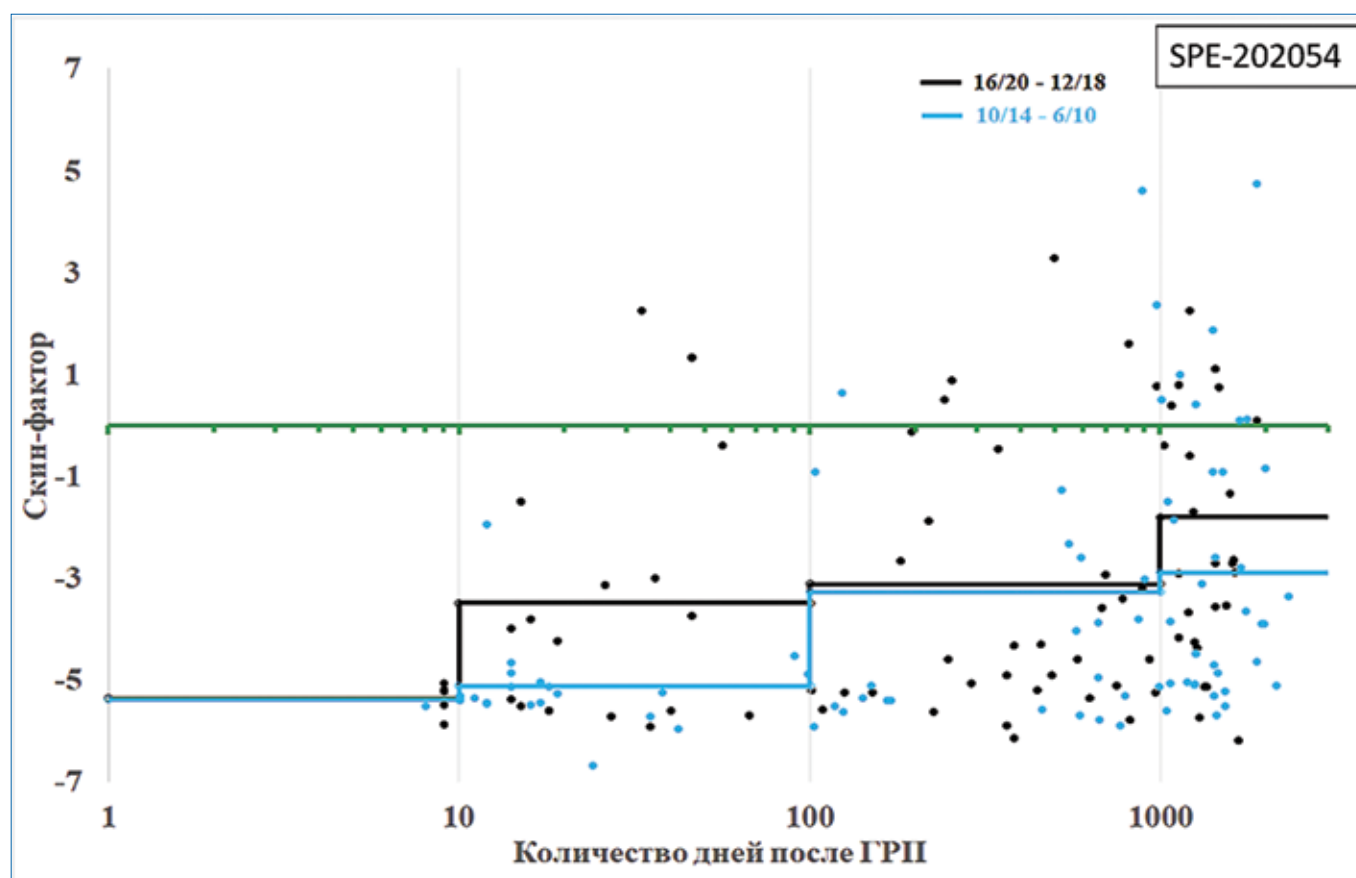


Рисунок 5 – Значения скин-фактора на скважинах с ГРП

даже при многократных ремонтах. На рис. 5 и в табл. 1 приведены результаты анализа применения крупного пропанта в сочетании с повышенной нагрузкой деструктора [1].

перфорационного интервала в сочетании даже с небольшим углом наклона скважины в интервале вскрытия интенсивная упаковка трещины приводит к

Таблица 1 – Средние значения скин-фактора

Используемый пропант	0–10 дней с момента ГРП	10–100 дней с момента ГРП	100–1000 дней с момента ГРП	100–3000 дней с момента ГРП	Общее среднее
16–20 – 12/18	-5,37	-3,50	-3,12	-1,81	-2,92
10/14 – 6/10	-5,39	-5,12	-3,28	-2,90	-3,73

Дальнейшим этапом по оптимизации времени ввода скважин в эксплуатацию и снижению затрат стали опытно-промышленные работы по ограничению перфорационного интервала при проведении работ по стимуляции и перепродавке пропантной набивки во время проведения гидроразрыва.

При наличии большого

высоким давлениям на забое и может стать причиной раскрытия конкурирующих трещин. В такой ситуации буферная жидкость уйдет в первоначально созданную трещину. Конкурирующая трещина может раскрыться во время прокачки расклинивающего агента на высокой концентрации и вызвать защемление пропанта и нецелевые потери жидкости разрыва, что, в свою

очередь, приведет к получению СТОПа и невозможности выполнения работы согласно плану.

Ограничение перфорационного интервала до шести метров препятствует образованию конкурирующих трещин даже в сильно наклонных и субгоризонтальных скважинах с углом вскрытия целевого объекта выше 50 градусов. Опытно-промышленные работы с

ограничением перфорационного интервала с последующим дострелом оставшейся части пласта показали, что дебит скважины не увеличивается, а иногда даже снижается вследствие кольтатации трещины при проведении ремонта. Таким образом, было получено подтверждение, что трещина полностью подключает коллектор и обеспечивает максимально возможный приток через 6-метровый интервал.

При таком подходе перфорационный интервал смещается в нижнюю половину пласта, чтобы при последующем оседании пропанта, после остановки закачки не происходила потеря контакта между трещиной и скважиной.

Стратегия перфорирования нижней части продуктивного интервала позволила осуществлять

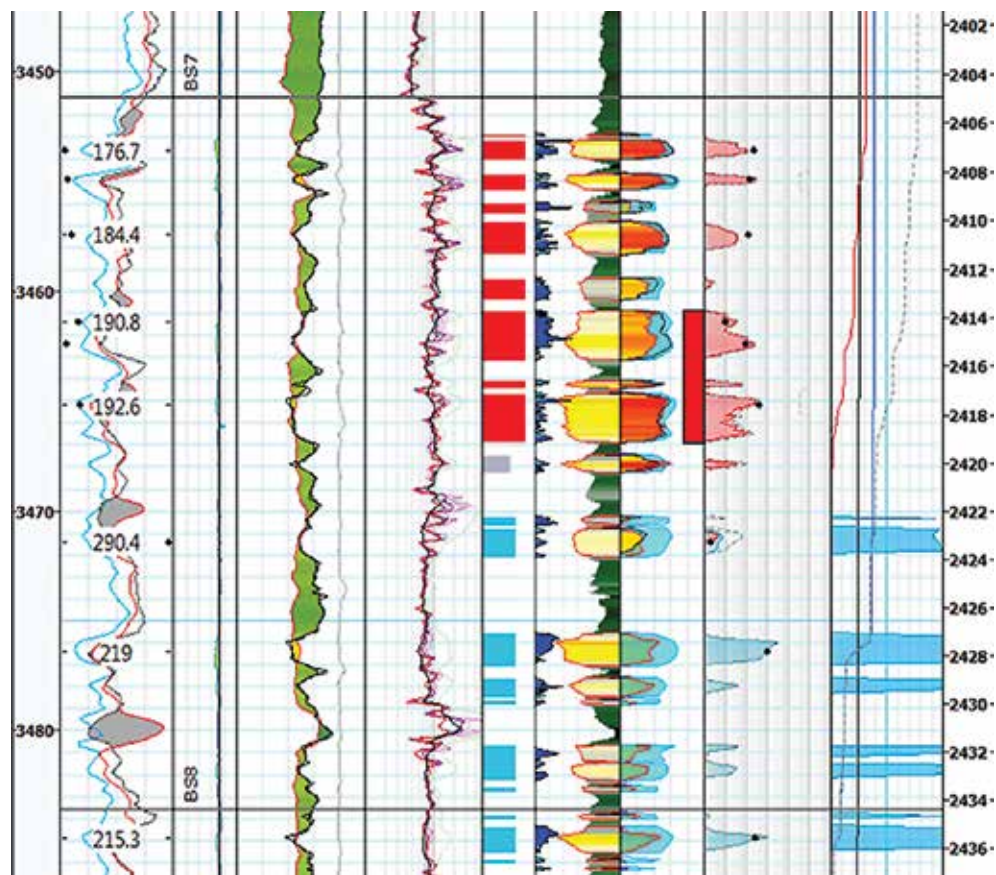


Рисунок 6 – Пример размещения перфорационного интервала в скважине с ГРП

перепродавку пропантной набивки в пласт. В хорошо выраженных пластах трещина стремится развиваться по всему коллектору, а после остановки закачки пропант начинает оседать, формируя каплевидный профиль трещины. Таким образом, при смещении интервала вскрытия в нижнюю половину пласта минимизируются риски снижения продуктивности.

Дебиты скважины не показали снижения продуктивности от внедрения практики перепродавки [2]. Данный подход позволил минимизировать время освоения скважин и исключить обязательную промывку горизонтальных стволов после многостадийного гидроразрыва пласта.

Таким образом, на протяжении пятнадцати лет компания шаг за шагом развивала стратегию создания высокопроницаемых

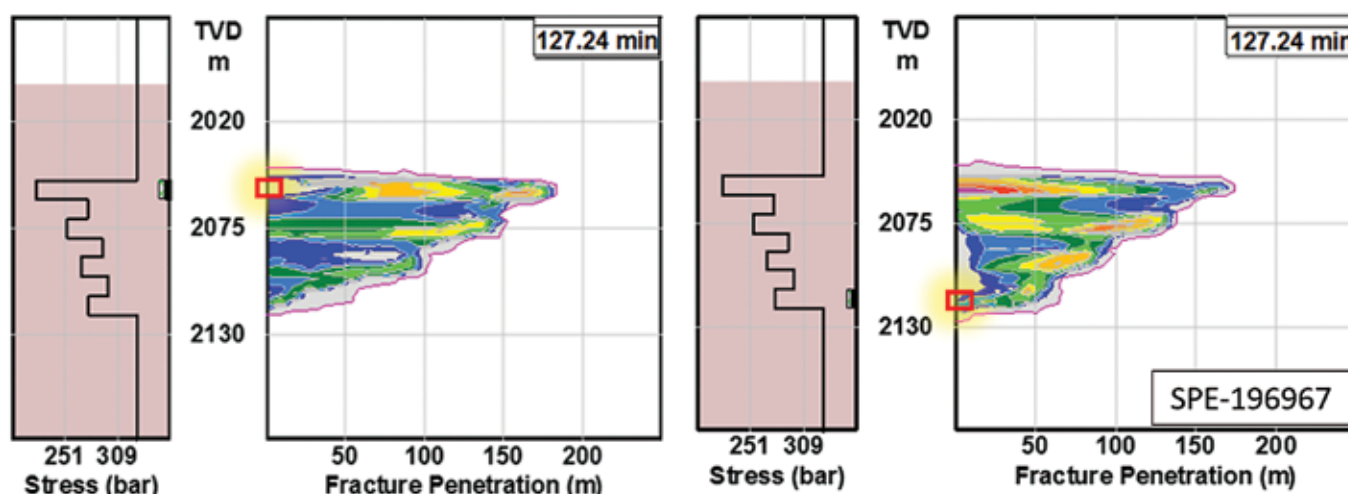


Рисунок 7 – Моделирование результатов перепродавки при инициации в верхней и нижней частях пласта

пропантных трещин гидроразрыва, способных в течение длительного времени сохранять высокую проводимость. Комплексование различных методик позволило значительно снизить затраты и увеличить экономическую отдачу от проводимых интенсификаций добычи на среднепроницаемых коллекторах. Для моделирования в компании используется современный симулятор гидроразрыва пласта, созданный в периметре нашего основного акционера ПАО «Газпром нефть».

Разработка ачимовских отложений

Ачимовская толща характеризуется сочетанием низкой проницаемости, высокой расчлененности и большой высотой объекта, достигающей 100 м. На сегодняшний день единственной подходящей технологией освоения является заканчивание с гидроразрывом пласта. На салымской группе месторождений были проведены пилотные работы по гидроразрыву на вертикальных скважинах. Всего к концу 2019 года были

проведены ГРП на 12 скважинах. Из них 10 на Западно-Салымском месторождении и 2 на Верхне-Салымском. Все работы проведены с использованием стандартного флота для гидроразрыва [3].

Первые работы по оценке продуктивности ачимовских скважин были проведены в 2006-2008 годах на Западно-Салымском месторождении. Отработка и последующая эксплуатация скважин показала возможность получения промышленного притока.

Еще на трех скважинах проведены ГРП, и скважины запущены в добычу. ГРП на двух скважинах проведен с закачкой по 105 тонн пропанта, на третьей скважине – 50 тонн. Уже на шестой месяц работы все скважины перешли в периодический режим работы ЭЦН. На графике ниже приведены средневзвешенные суточные дебиты скважин ежемесячно.

В 2014 году было принято решение провести повторную работу ГРП на скважине № 3 на ачимовский интервал с кратным увеличением массы пропанта до 350 тонн при повторной обработке.

Моделирование подрядчика



Рисунок 8 – Добыча жидкости со скважин ачимовской толщи

показало увеличение полудлины трещины с 120 до 300 м. На низкопроницаемых коллекторах полудлина трещины является ключевым фактором, влияющим на добычу. Скважина была запущена в работу. На рис. 9 показана сравнительная работа скважины после первого и повторного ГРП.

Как видно из графика, несмотря на высокие запускные параметры, спустя два месяца работы скважина вышла на те же уровни добычи, что и после первой работы по гидроразрыву. Также при работе скважины появилась проблема выноса пропанга даже несмотря на низкие показатели дебита.

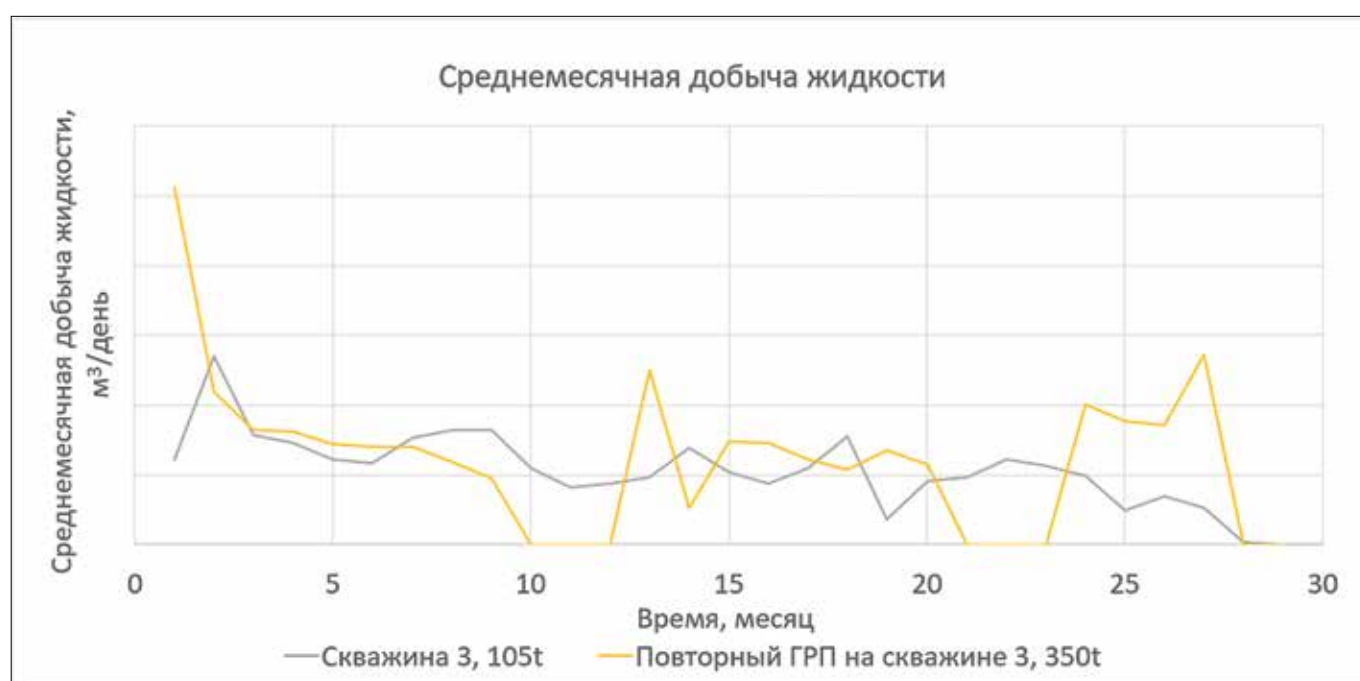


Рисунок 9 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной



Рисунок 10 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной

Первичный вывод – увеличение тоннажа не позволяеткратно увеличить приток скважин.

В 2017 году принято решение провести тестирование еще шести скважин с ГРП, две из них – горизонтальные скважины по 5 стадий. Поскольку результаты закачки различных тоннажей пропанта были неоднозначны, было принято решение также варьировать этот параметр. Две горизонтальные скважины закачаны по 50 и 150 тонн на стадию. При закачке применялись маркерные исследования, впоследствии подтвердившие, что все стадии участвуют в притоке.

Как видно из приведенных графиков, скважины работают менее года с примерно одинаковым дебитом. Стабильно работают только скважины с МГРП, поскольку приток с нескольких трещин достаточен для длительной стабильной работы ЭЦН. В одну из скважин закачан пропант фракции 10/14, что подтверждает высокую ширину создаваемой трещины ГРП.

На одной из скважин были проведены исследования для построения достоверной геомеханической модели 1D, которые показали, что трещина гидроразрыва сильно разрастается по высоте и ширине, с трудом увеличивая полудлину.

Стоит отметить, что такие результаты можно получить только при использовании симуляторов ГРП на основе Plannar3D или более продвинутых моделей. Полученные по моделированию результаты после закачки 350 тонн пропанта также подтвердили и гидродинамические исследования скважины, показавшие полудлину трещины в диапазоне от 50 до 70 м.

Простейшим способом снижения ширины и увеличения полудлины трещины является снижение вязкости рабочей жидкости и повышения расхода. Однако закачка большетоннажных ГРП на линейном геле сопровождается интенсивным оседанием пропанта в призабойной зоне и может привести

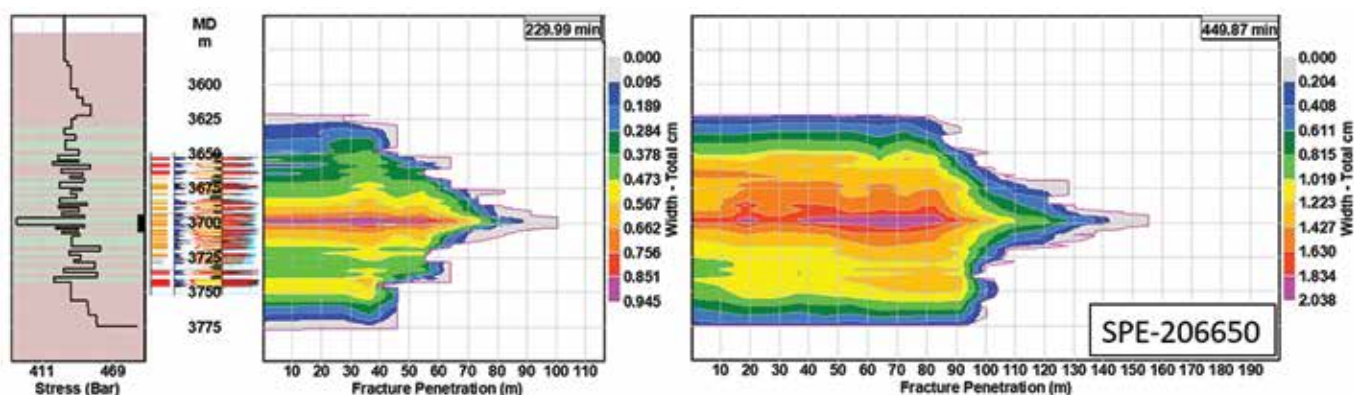


Рисунок 11 – Моделирование ГРП на откалиброванной геомеханической модели 100 тонн (слева) и 350 тонн (справа)

к получению СТОПа. В 2019 году проведены пилотные работы по закачке высокорасходного ГРП на низковязком синтетическом гелеобразователе – полиакриламиде (ПАА) [3]. На рис. 10 показана

опыту, где трудноизвлекаемые запасы осваивают уже более 15 лет, то их выводы достаточно просты: увеличение количества трещин на скважину и снижение удельной стоимости. На рис. 13 представлена

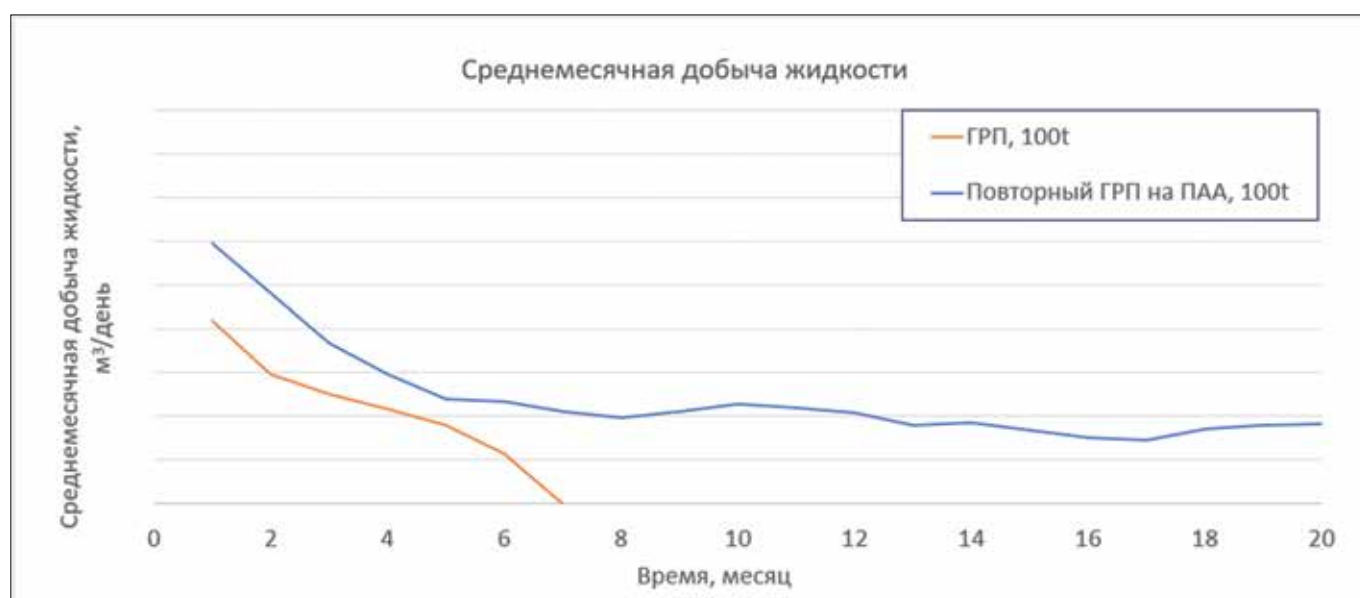


Рисунок 12 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной

сравнительная работа скважины после первого ГРП по стандартной технологии и повторного с новой системой жидкости.

Поиск эффективной системы разработки и заканчивания скважин

Если обратиться к мировому

оценка экономики и дебитов от 2009 года на одном из месторождений [4].

Наработанной практикой сейчас для многих добывающих компаний в России являются шаровые муфты в сочетании с изоляционными пакерами для разделения стадий гидроразрыва. На первом этапе увеличение длины горизонтального

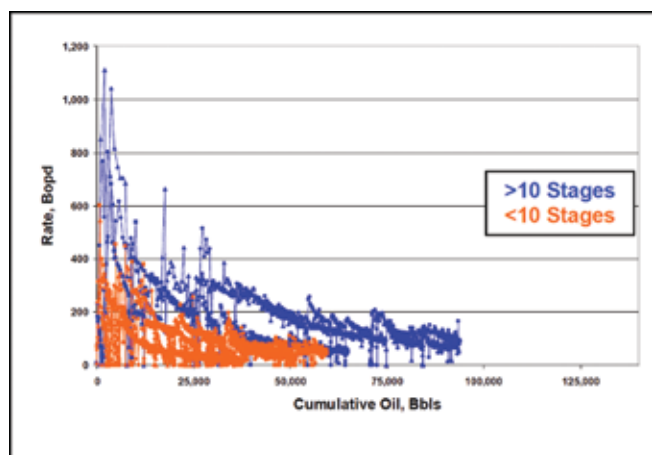


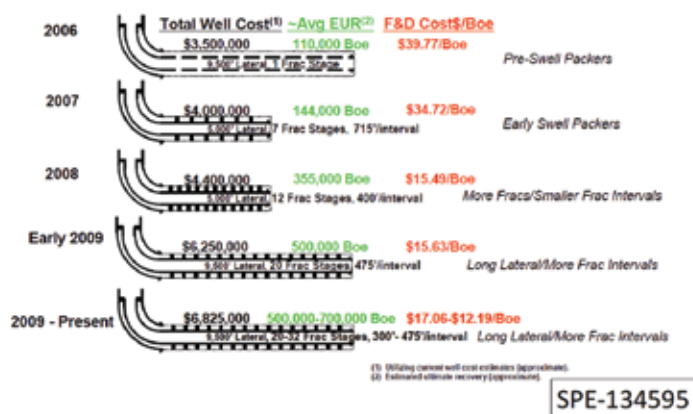
Рисунок 13 – Снижение удельной стоимости с увеличением стадийности гидроразрыва

участка позволяет значительно увеличить количество стадий ГРП и повысить запускные параметры скважины. Для этого подходящим решением являются шаровые муфты ГРП. Увеличение количества стадий на этом этапе уже значительно улучшает экономику проекта. Однако это имеет свои ограничения. При увеличении числа стадий выше 15 промывка с ГНКТ становится

10-стадийные, на третьем этапе реализуются 15-стадийные.

Давления при тестовых закачках на 10-стадийных скважинах

Компанией был реализован второй этап увеличения стадийности на горизонтальных скважинах с ГРП. Направление трещины выбрано



SPE-134595

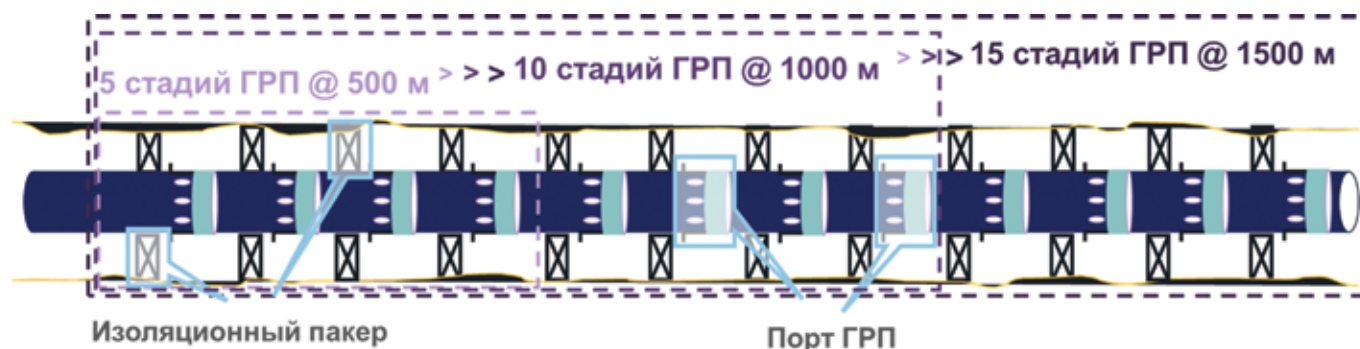


Рисунок 14 – ОПР с постепенным увеличением количества стадий

либо очень рискованной, либо полностью невозможной из-за постоянно сужающегося диаметра седла для активационного шара. Компоновки длиной более 1500 м с большим количеством пакеров легко могут заклинить или частично разрушиться при спуске.

На первом этапе были проведены 5-стадийные ГРП, на втором –

перпендикулярно стволу скважины. По опыту других добывающих компаний такое расположение трещин может увеличивать накопленную добычу в первый год эксплуатации до 40% на скважину.

При проведении тестовых закачек получены аномально высокие мгновенные давления остановки закачки (МДОЗ).

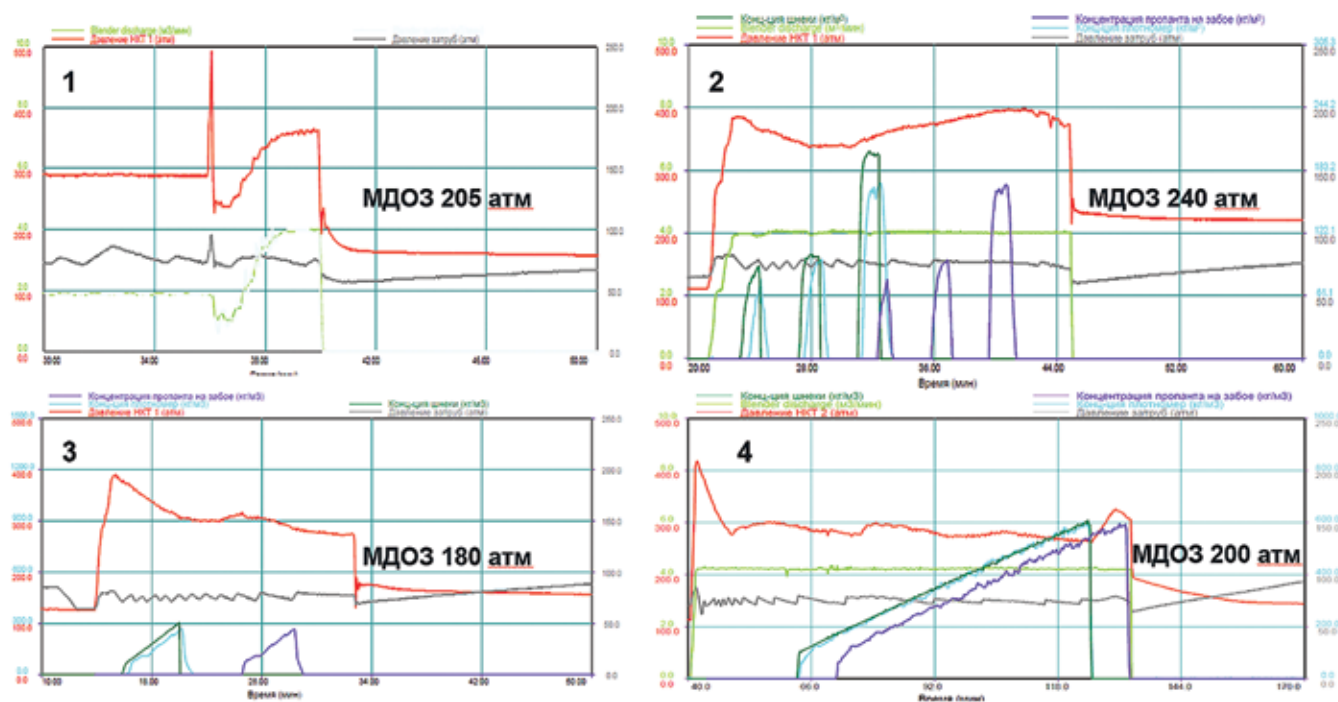


Рисунок 15 – Полученные давления при нагнетательных тестах: 1) активация порта; 2) мини-ГРП; 3) повторный мини-ГРП; 4) основная работа

На рис. 15 приведены последовательные графики закачек на одной из стадий.

При активации порта получены аномальные значения давления остановки закачки. После проведения мини-ГРП на сшитом геле давления увеличились. Между первым и повторным мини-ГРП (вторая и третья закачки на рис. 15) были проведены множественные циклы гидровоздействий на призабойную зону пласта, после чего проведен повторный мини-ГРП, по результатам которого давления нормализовались. Результаты проведенных нагнетательных тестов свидетельствуют, что полученные давления обусловлены не геологией пласта, а осложнениями в зоне сообщения между пластом и скважиной.

Для понимания возникающих эффектов необходимо рассмотреть результаты

экспериментов, представленных в статье [5].

Была проведена серия лабораторных экспериментов для продвижения исследований в области гидроразрыва

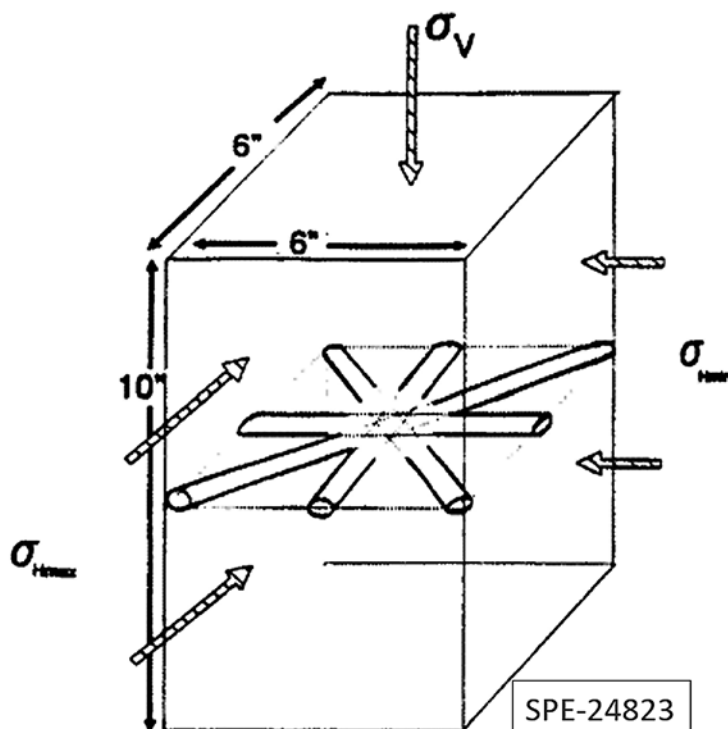


Рисунок 16 – Схематическое расположение просверленных каналов в исследуемых образцах

горизонтальных скважин. Образцы твердых пород, использованных в этих экспериментах, представляли собой прямоугольные блоки из гипсоцемента размерами 15 x 15 x 25 см (6 x 6 x 10 дюймов). Эти блоки были отлиты из смеси воды и гипсоцемента с массовым соотношением 32 к 100 соответственно. Физико-механические свойства образцов: пористость = 26,5%; проницаемость (N2) = 3,9 мкм; плотность зерна = 2,32 г/куб. см; насыпная плотность = 1,71 г/см³; модуль Юнга = 2,07 x 1e6 фунтов на квадратный дюйм (psi); коэффициент Пуассона = 0,21.

нагрузка 3000 psi. Таким образом, давление закрытия трещин в данном образце должно было составлять 1400 psi.

В ходе эксперимента многие образцы были разрушены при проведении разрыва. Стоит обратить внимание на следующие результаты, полученные в оригинальной статье, представленные на рис. 17.

Авторы рекомендуют ознакомиться с оригинальной статьей для лучшего понимания полученной картины. Со своей стороны обратим внимание только на некоторые аспекты. В случае развития трещины вдоль ствола скважины получается физически ожидаемая пропантная

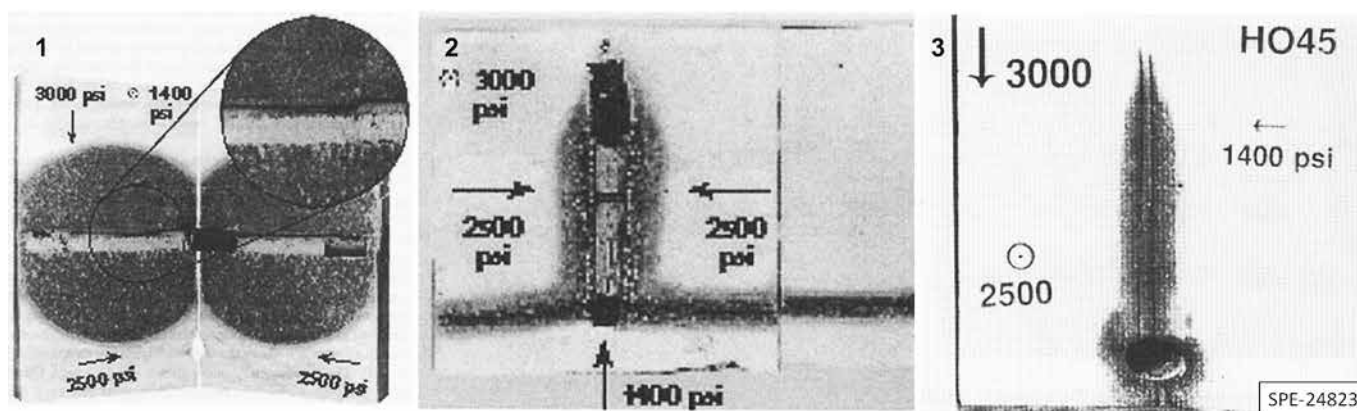


Рисунок 17 – Результат эксперимента: 1) продольная трещина в разрезе; 2) поперечная трещина, вид сверху; 3) трещина под углом 45 градусов к скважине, разрез перпендикулярно стволу

Прочность на одноосное сжатие = 8032 psi (546 атм); и предел прочности при растяжении = 807,6 psi (55 атм). С более подробным описанием образцов можно ознакомиться в оригинальной статье.

В созданных образцах были высверлены горизонтальные каналы под углами 0, 15, 30, 34, 45, 60, 67,5, 90 градусов к максимальному стрессу, после чего к образцам были приложены горизонтальные стрессы 1400 и 2500 psi, а также вертикальная

набивка. В случае распространения трещины перпендикулярно стволу образуются три крыла, одно из которых простирается вдоль скважины. Самым показательным для нас является перпендикулярный разрез образца (рис. 17.3), при котором трещина должна была развиваться под углом 45 градусов к высверленному каналу.

На рис. 18.1 можно отметить два ключевых момента: деформация ствола скважины и образование параллельных конкурирующих

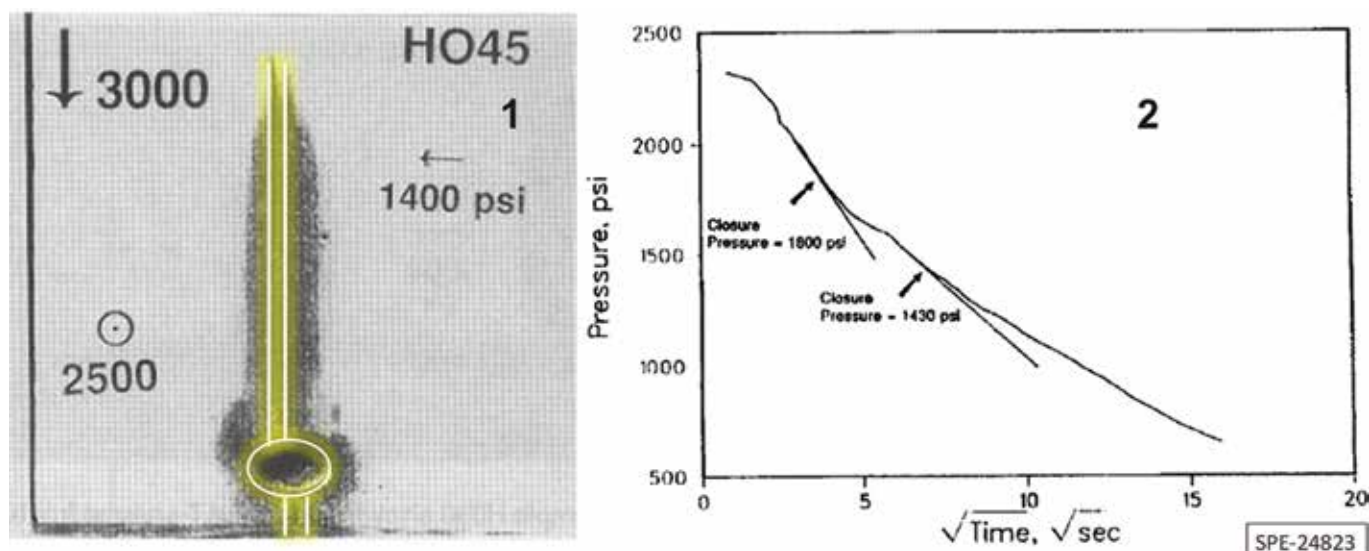


Рисунок 18 – Результат эксперимента: 1) деформация ствола скважин под давлением и образование параллельных трещин; 2) кривая падения давления после нагнетательного теста с двумя характерными закрытиями

трещин. На рис. 18.2 представлена запись кривой падения давления на скважине с открытым стволом, где трещина образовывалась под углом 15 градусов к максимальному стрессу. На ней мы можем видеть два характерных изменения режимов фильтрации, которые могут быть интерпретированы как закрытие трещины. Многие инженеры ГРП часто интерпретируют такую картину как смыкание различных пропластков целевого интервала. Однако стоит обратить внимание,

что такие результаты получены на монолитном гипсоцементном параллелепипеде, в котором отсутствуют зоны с различными давлениями закрытия.

Рассмотрим, что происходит при деформации ствола скважины. Для этого обратимся к расчетам, предоставленным в курсе по «механике подземных сооружений» [6].

Как можно видеть из приведенных материалов, при деформации ствола на контуре скважины формируются дополнительные тангенциальные

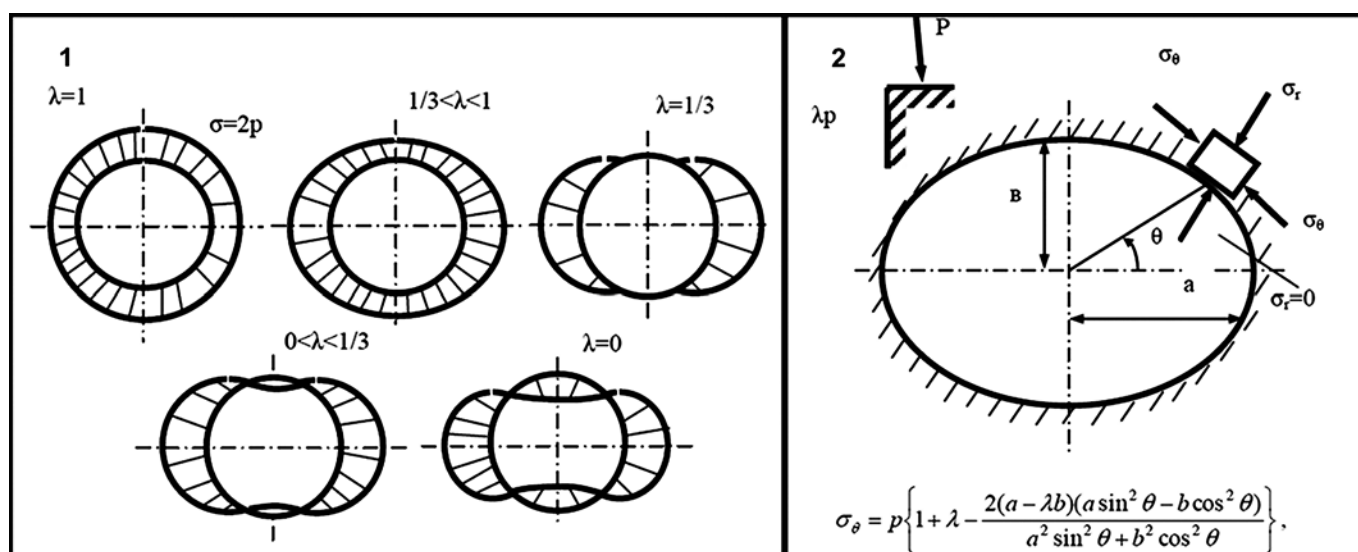


Рисунок 19 – 1) этюры тангенциальных напряжений на контуре круглой выработки в зависимости от степени деформации; 2) метод и формула расчета тангенциальных напряжений на контуре эллипса

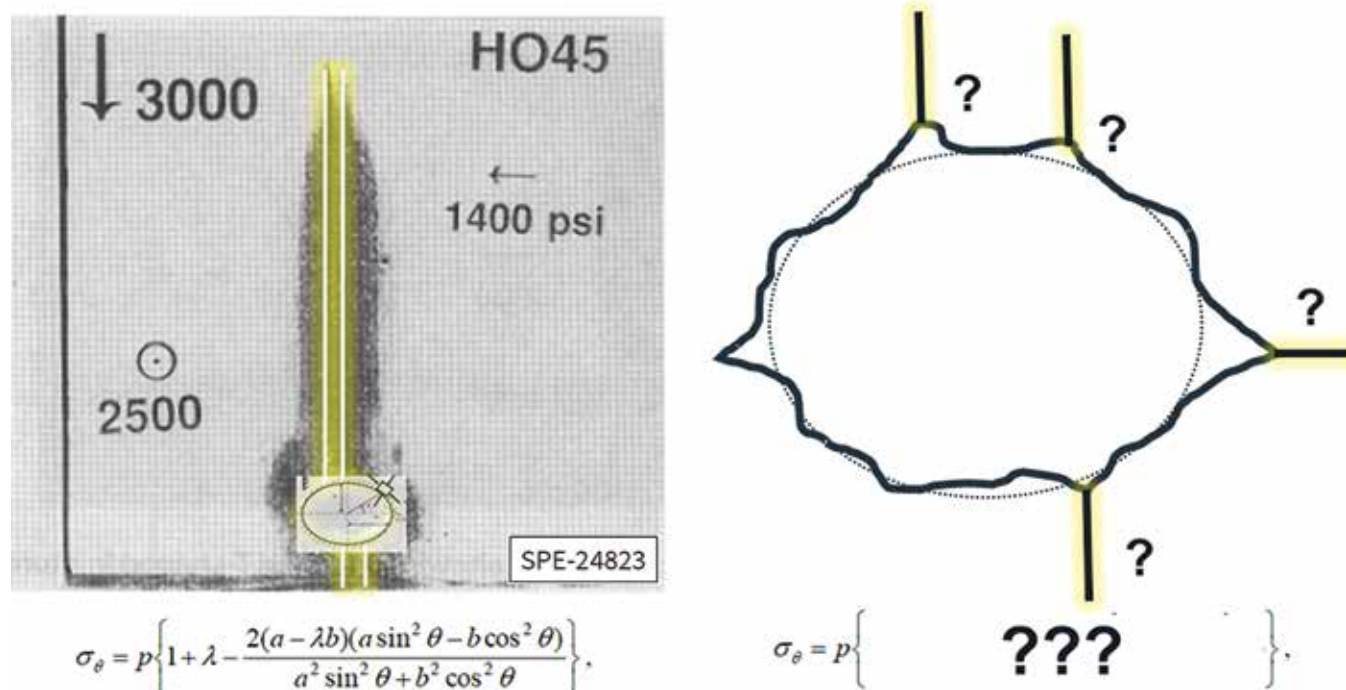


Рисунок 20 – При наличии деформированного и негладкого сечения ствола инициация трещины может начаться в различных направлениях, которые сложно предсказать

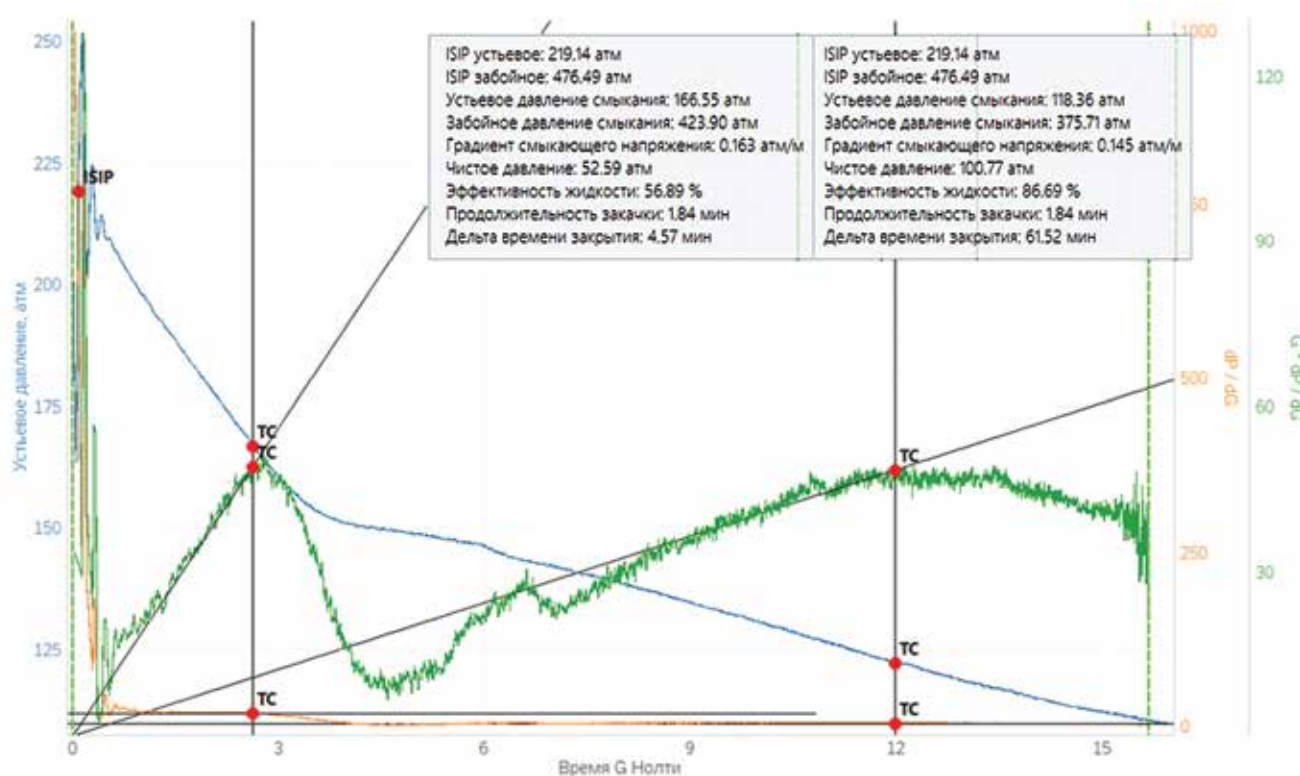


Рисунок 21 – Две смены режимов фильтрации при анализе кривой падения давления

напряжения, препятствующие ожидаемому формированию трещины ГРП и приводящие к результатам, описанным выше. Однако приведенные расчеты

применимы только для идеально гладкого эллипса. Что будет происходить при наличии неровностей и вывалов в сечении горизонтального ствола, рассчитать

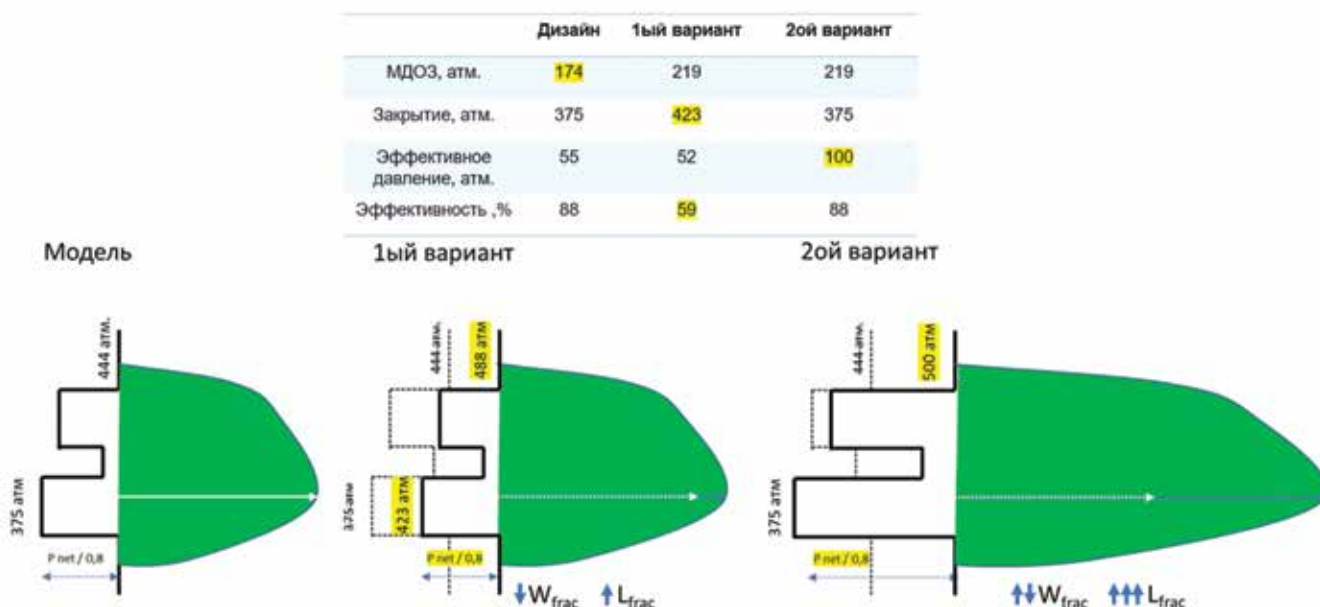


Рисунок 22 – Варианты калибровки геометрии трещины по результатам нагнетательного теста

не представляется возможным.

Анализ кривой падения давления после нагнетательного теста

Учитывая вышеизложенную информацию, давайте рассмотрим

результат анализа кривой падения давления после нагнетательного теста и то, какие последствия полученные результаты могут иметь для последующей калибровки геомеханического разреза и моделирования полудлины трещины

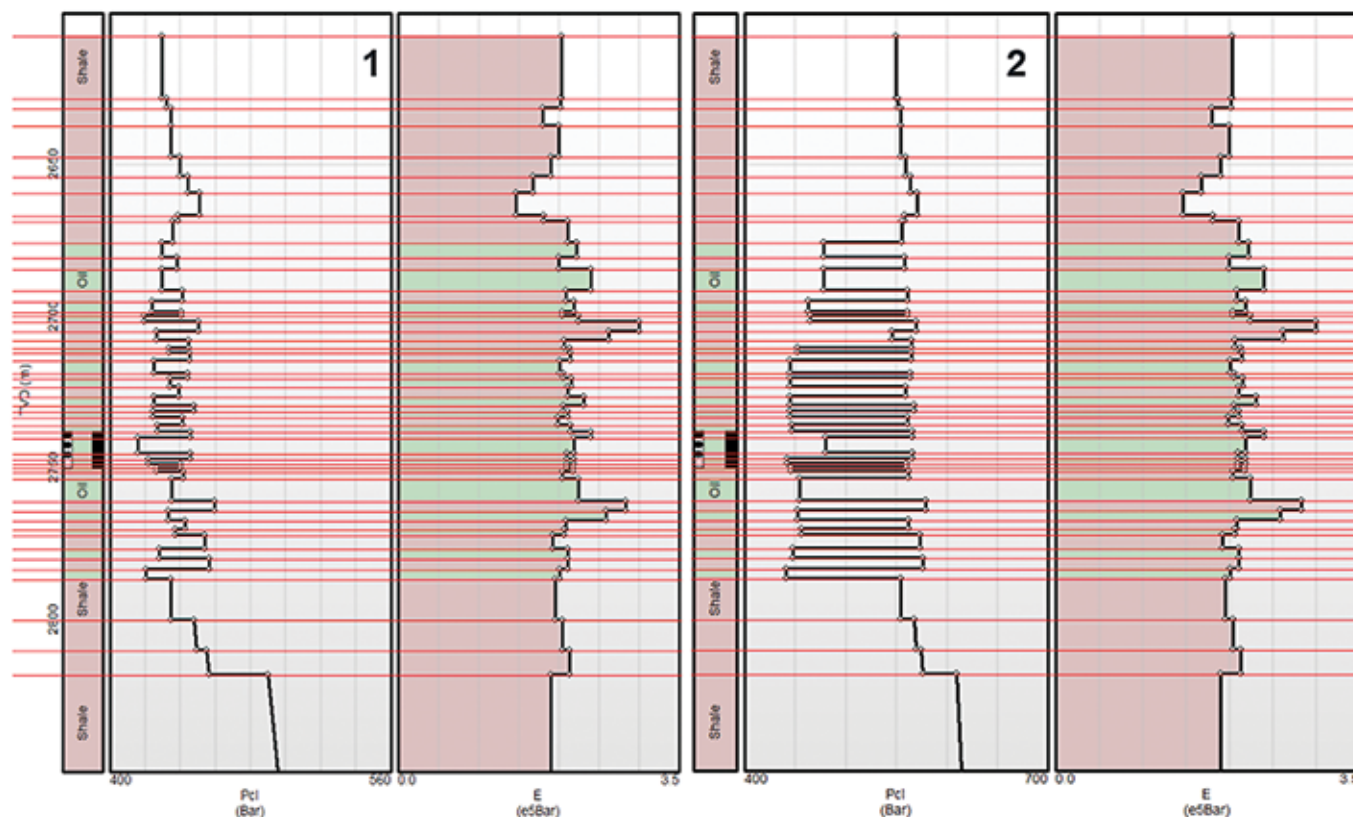


Рисунок 23 – Геомеханическая модель: 1) построенная по результатам исследований; 2) полученная по результатам сведения МДОЗ

гидроразрыва.

При закачке шести кубов линейного геля в одну из стадий в течение 90 минут проводилась запись давления. Результаты анализа представлены на рис. 20. Нарботанным подходом к калибровке геомеханической модели и расчету геометрии трещины в симуляторе является выявление закрытия и установление его в целевую зону, после чего происходит пересчет модели на текущее смыкание и полученное давление внутри трещины со сведением МДОЗ. На следующем рисунке (рис. 22) схематично представлены варианты полученных после калибровки геометрий трещины.

При текущем подходе по моделированию со сведением МДОЗ нам нужно обязательно увеличивать напряжения в барьерах и получать завышенную полудлину трещины. Также обратим внимание, что геомеханическая модель, построенная по результатам акустического и плотностного каротажа, а также лабораторных исследований керна, сильно искажается в результате процедуры

сведения МДОЗ. Результаты такой калибровки значительно снижают реалистичность и физичность итоговой модели.

Таким образом, текущий подход для калибровки и моделирования геометрии трещины становится контрпродуктивным при невозможности адекватного учета призабойных эффектов образования множества конкурирующих трещин.

Мировой опыт работы с многостадийным гидроразрывом пласта

В мировой практике при необходимости кратного увеличения количества трещин на скважину давно перешли на цементированные хвостовики с последующей перфорацией на кабеле или ГНКТ. Стоит отметить, что описанные выше эффекты, возникающие под влиянием тангенциальных напряжений, согласно расчетам, пропадают на удалении трех диаметров скважины от призабойной зоны. Таким образом, одним из механизмов преодоления образования конкурирующих трещин в одном

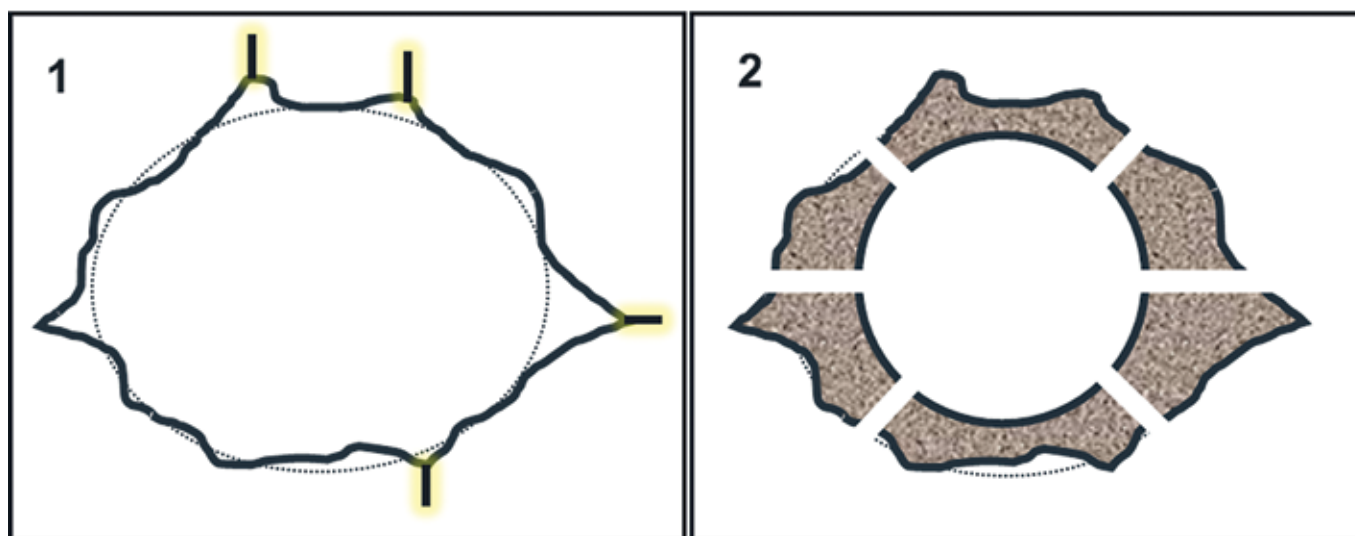


Рисунок 24 – Схема поперечного сечения горизонтальной скважины: 1) при открытом стволе; 2) при цементированном хвостовике с перфорацией

интервале инициации является цементирование хвостовика с последующей перфорацией. Такой подход при качественном исполнении должен снимать неопределенности по характеру и направлению гидроразрыва в призабойной зоне, а также препятствовать образованию конкурирующих трещин. Перфорационные заряды, присутствующие на рынке, пробивают каналы кратнее глубже трех диаметров скважины.

Однако стоит также обратить внимание и на реализованный подход с цементируемым хвостовиком в сочетании с равнопроходными муфтами, активируемыми специальными растворимыми «дротиками» (darts). Если обратиться к открытой информации на сайте производителей, с таким подходом они смогли значительно ускорить проведение операций по гидроразрыву пласта, доведя скорость проводимых работ до 45+ стадий за 14 часов. Такой результат получен в первую очередь за счет исключения из работ времени на проведение перфораций и последующее извлечение перфораторов из скважины.

Стоит также отметить, что для многих компаний в процессе внутреннего созревания технологий используется в качестве переходной модели гибридное заканчивание – когда между собой сочетаются и шаровые и равнопроходные муфты ГРП.

Заключение

На протяжении всего освоения черкашинской и ахской свит

компания «Салым Петролеум Девелопмент» непрерывно улучшала процессы проведения гидроразрыва пласта. Из-за геологических особенностей акцент был смещен в первую очередь на экранирование высоты закрепленной трещины и максимизацию ее проводимости. Использование комбинации технологичных подходов позволило сохранять отрицательный скин на скважинах с гидроразрывом в некоторых случаях более десяти лет.

Однако развитие проектов по освоению трудноизвлекаемых запасов ставит новые вызовы и требует развития новых технологий. Существующие подходы к моделированию и калибровке полученных результатов не могут в полной мере быть использованы для планирования разработки. Использование методов, стандартизированных годами на традиционных коллекторах, может приводить к завышению моделируемой полудлины полученной трещины и, как следствие, неэффективной разработке запасов. Мировой опыт показывает, что переход на цементируемые хвостовики осуществляется не только ради увеличения стадийности, но и для снижения рисков при проведении операций. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. <https://doi.org/10.2118/202054-MS>
2. <https://doi.org/10.2118/196967-MS>
3. <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
4. <https://doi.org/10.2118/167168-PA>
5. <https://doi.org/10.2118/24823-PA>
6. Методические указания курса «Механика подземных сооружений», Алчевск, ДонГУ, 2013.



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
ДОЗИРОВАНИЯ
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



воплощение идеи
в готовую
концепцию



решения на основе
передовых
технологий

Перспективы бурения боковых стволов на ГНКТ по типу Fishbone из обсаженных хвостовиков диаметром 114 мм

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

В процессе эксплуатации нефтяных скважин неизбежно постепенное падение их дебитов и, как следствие, – падение КИН. Сегодня самой актуальной научно-технической задачей, стоящей перед добывающими предприятиями, является наиболее полное извлечение углеводородов из недр – увеличение нефтеотдачи пластов (интенсификация добычи нефти). При современных способах разработки нефтяных месторождений от 50 до 90% начальных геологических запасов нефти остаются не извлеченными из пласта. Одной из главнейших причин снижения коэффициента нефтеотдачи является то, что более 60% отечественных запасов нефти приурочены к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами (низкопроницаемые пласты, повышенная вязкость нефти, сложное геологическое строение). Сегодня почти каждая пятая добывающая скважина простаивает вследствие нерентабельности ее эксплуатации. Разработка пластов с трудноизвлекаемыми запасами и повышение их эффективности



Сегодня почти каждая пятая добывающая скважина простаивает вследствие нерентабельности ее эксплуатации.

невозможны без применения современных методов интенсификации притока флюида в скважину. Как правило, это строительство высокотехнологичных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта и применение новых способов извлечения остатков нефти, извлечь которую не удалось

традиционными методами. Методов интенсификации дебитов скважин существует множество, мы же рассмотрим один из них, эффективность которого доказана практикой.

В качестве одной из альтернатив применения широко распространенной технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) сегодня выступает технология бурения многоствольных скважин типа Fishbone, получившая в русскоязычной среде в качестве названия дословный перевод: технология «рыбья кость». Итак, метод забуривания многоствольных скважин по технологии Fishbone,

как и гидроразрыв пласта, направлен в первую очередь на интенсификацию притока пластового флюида. За счет использования

технологии «рыбья кость» повышается производительность скважин, а также их приемистость в случае, если речь идет о нагнетательных объектах. По оценкам специалистов, применявших подобный подход при разработке карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, повышение производительности скважин может возрастать до 8 раз.

Суть технологии состоит в создании множества отходящих от горизонтального ствола скважины ответвлений. Траектория горизонтальных стволов по типу Fishbone позволяет существенно увеличить и улучшить охват и «подключение» нефтенасыщенных участков/пропластков пласта/резервуара к стволу скважины по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной и при этом требует меньшего объема буровых работ, чем строительство отдельной скважины на каждый горизонтальный ствол. При этом визуальное схематичное изображение

За счет использования технологии «рыбья кость» повышается производительность скважин, а также их приемистость в случае, если речь идет о нагнетательных объектах.

полученного объекта действительно напоминает скелет рыбы.

Главным фактором рассмотрения к применению технологии создания боковых ответвлений типа Fishbone из горизонтального обсаженного хвостовика (Ø 114 мм) с применением колтюбинговой установки послужило наличие

выполненных работ по данной технологии из необсаженных горизонтальных участков ствола скважин с применением колтюбинговой установки на нефтедобывающих предприятиях с положительными результатами. «...В ходе испытаний новое решение (струйное туннелирование) позволило увеличить притоки нефти с горизонтальных скважин на Восточном участке Оренбургского месторождения в среднем на 300%*. Технология показала себя более экономически эффективной, чем традиционные методы повышения нефтеотдачи. Она в несколько раз дешевле стандартной операции

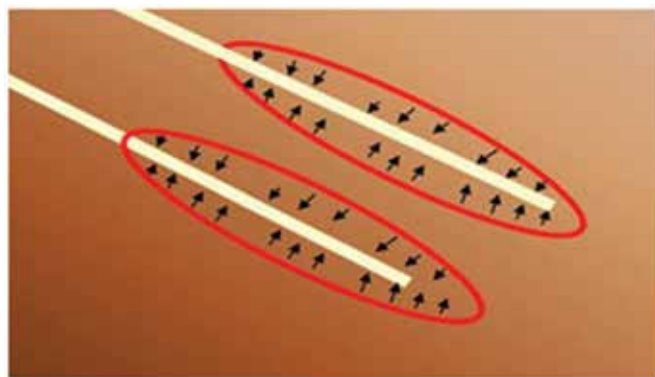


Рисунок 1 – Схема притока к горизонтальному стволу скважины

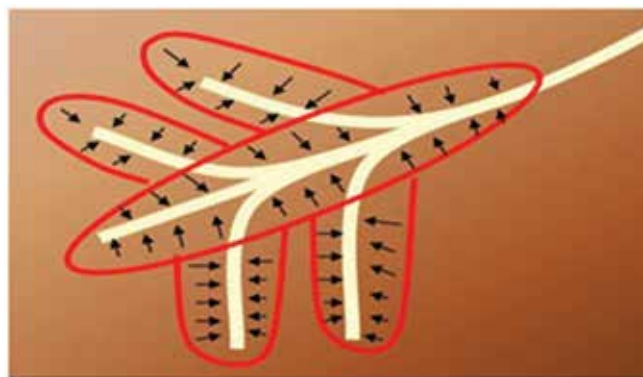


Рисунок 2 – Схема притока к горизонтальному стволу скважины по типу Fishbone

* В ходе испытаний метода на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения прирост дебита нефти с двух горизонтальных скважин составил 204 и 386%. Их коэффициент продуктивности (показатель, характеризующий возможности скважины по добыче нефти и газа) увеличился с 0,12 до 0,4 и с 0,29 до 2,2 соответственно.

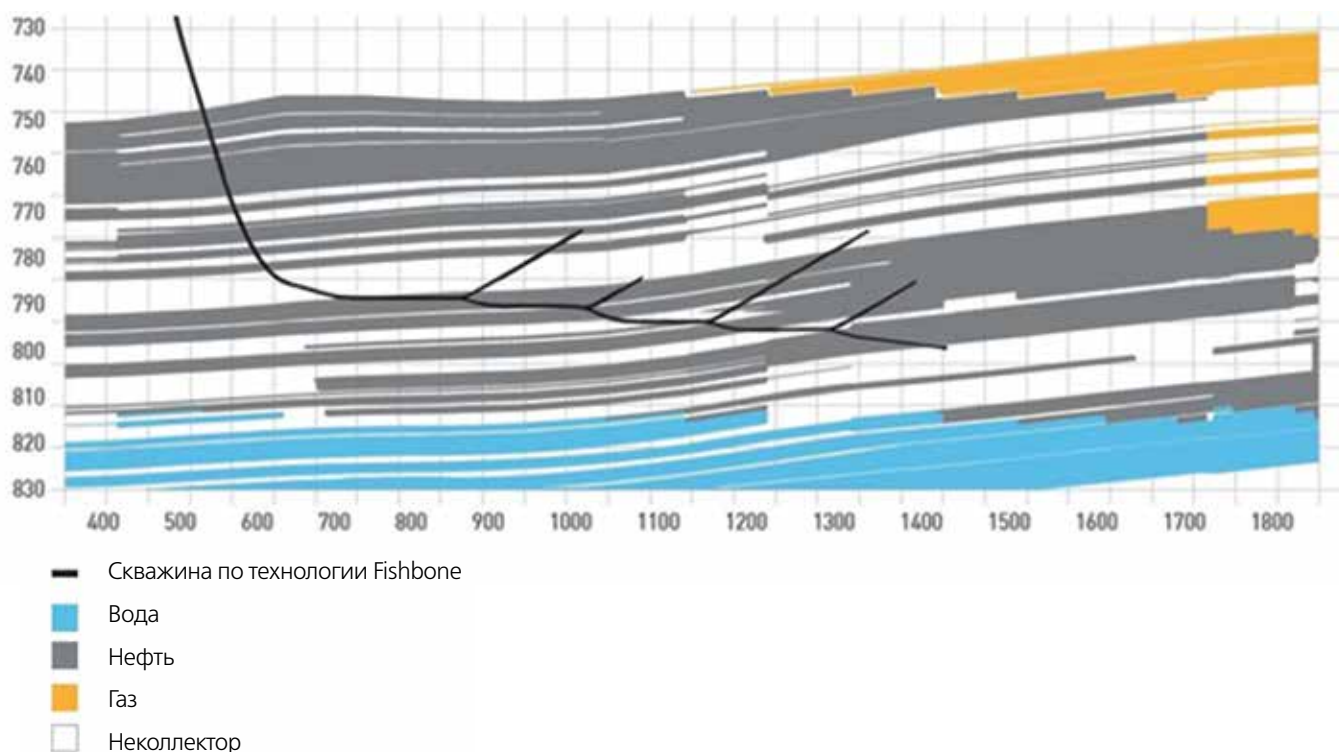


Рисунок 3 – Схема проводки ответвлений при подключении в разработку вышележащих пропластков

по бурению боковых стволов** и занимает на 20–30% меньше времени. Метод имеет потенциал дополнительного снижения стоимости при тиражировании».

При реализации работ по созданию боковых ответвлений по технологии Fishbone

из горизонтального обсаженного хвостовика ($\varnothing = 114$ мм) скважины с технологической стороны следует учитывать ряд ограничительных факторов:

- необходимо высокотехнологическое малогабаритное надежное внутрискважинное оборудование;
- нужен подбор практичной технологии (выполнение работ на установке

Применение колтюбинговой установки позволит увеличить возможность бурения со значительным искривлением боковых стволов как по азимуту, так и по зенитному углу для увеличения коэффициента охвата.

ГНКТ без дополнительного привлечения бригады КРС, за исключением подготовительно-заключительных работ «до» и «после» работ силами бригады ГНКТ);

- необходима тщательная подготовка, моделирование процесса выполнения работ и полученного результата;
- требуется оценка экономической эффективности проделанных работ.

Технология создания боковых ответвлений типа Fishbone из горизонтального обсаженного хвостовика ($\varnothing = 114$ мм) с применением колтюбинговой установки не предусматривает

последующую «обсадку» созданных боковых ответвлений.

** Зарезка боковых стволов – технология повышения нефтедобычи за счет дополнительного бурения боковых стволов скважины. С их помощью в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта.

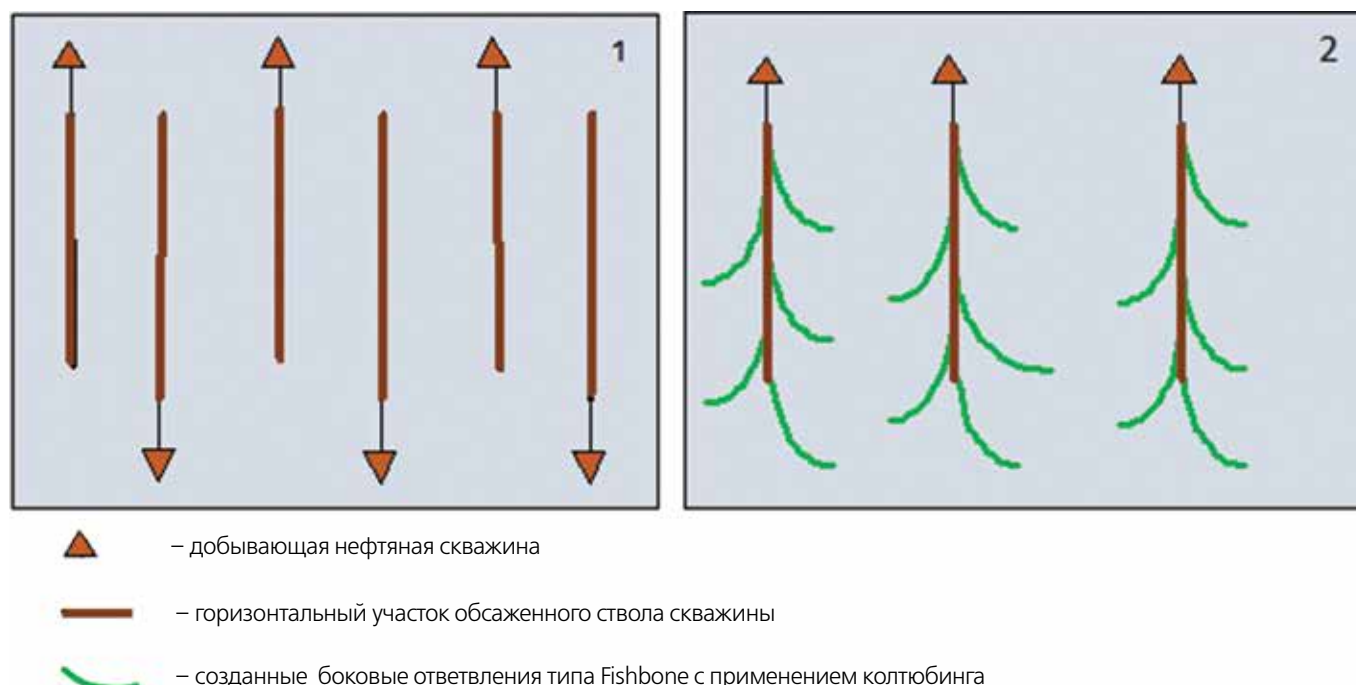


Рисунок 4 – Схема «сетки» / системы разработки нефтяных скважин до и после применения технологии создания боковых ответвлений типа fishbone с применением колтюбинговой установки

Применение данной технологии позволит значительно сократить стоимость строительства за счет сокращения металлоемкости и сроков бурения. Применение колтюбинговой установки позволит увеличить возможность бурения со значительным искривлением боковых стволов как по азимуту, так и по зенитному углу для увеличения коэффициента охвата.

В целом применение технологии создания боковых ответвлений типа Fishbone из горизонтального

обсаженного хвостовика ($\varnothing = 114$ мм) с применением колтюбинговой установки может положительно сказаться на снижении затрат при выборе «сетки» / системы разработки нефтяных скважин с точки зрения сокращения необходимого количества скважин.

Главное преимущество технологии Fishbone, по мнению добывающих компаний, опробовавших данную технологию, заключается в ее перспективе замещения экологически грязных и сейсмически опасных технологий ГРП. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Минеева О.К., Минеев В.С. Преимущества технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин типа «Рыбья кость» // Геология, география и глобальная энергия. – № 2. – 2017.
2. Полянский В.А. Обоснование применения технологии «FISHBONE» для заканчивания скважин в условиях фациальной неоднородности. URL: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/73982/1/conference_tpu-2022-C11_V2_p57-59.pdf
3. Дажук Н.М. Технология бурения «FISHBONE». URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-bureniya-fishbone-fishbon?ysclid=llusd2z36g460355878>.
4. Бурение многоствольных скважин. URL: <https://poznayka.org/s17950t1.html>.
5. «Рыбья кость» (Fishbone). URL: <http://neftegaz.ru/science/view/1279-Rybya-kost-Fishbone-tehnologiya-uvvelicheni-yaproduktivnosti-skvazhiny>.
6. «Газпромнефть-Оренбург» применила метод струйного туннелирования для повышения нефтеотдачи // Бурение и Нефть. – 9.12.2020.

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2023 (часть 1)

Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, 21-22 марта 2023 года. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Секция 1. Колтюбинговые решения для труднодоступных горизонтальных и многоствольных скважин

Усовершенствованная конструкция подшипников в двигателе для КРС позволила повысить эффективность разбурирования пробок ГРП в Северной Америке

Викрам Уникришнан, Гурусвами Навин, Фрэнк Брайтенфельд, Baker Hughes

Проведение многостадийных ГРП для интенсификации притока на сланцевых месторождениях Северной Америки до сих пор остается наиболее распространенной технологией, и большинство компаний-операторов продолжают использовать уже доказавший свою успешность метод установления пробок ГРП для отсечения различных зон. После стимуляции пробки удаляются путем фрезерования на ГНКТ или свинчиваемых трубах. Несмотря на то что растворяемые или распадающиеся пробки становятся все более популярными, подавляющее большинство используемых пробок выполнено из композитного

материала и требует использования соответствующих КНБК для максимально эффективного удаления за одну СПО.

Компании, оказывающие услуги по разбуриванию пробок на ГНКТ, используют гибкую трубу с наружным диаметром от 2 до 2 7/8 дюйма, причем диаметр 2 5/8 дюйма становится наиболее распространенным по сравнению с ранее популярными ГНКТ диаметром 2 или 2 3/8 дюйма. Основная причина использования труб большего диаметра заключается в том, чтобы гарантировать, что ГНКТ сможет достичь целевой глубины с требуемым весом на долото, а также обеспечить максимально возможную скорость прокачки для фрезерования в длинных боковых стволах (>15 000 футов), тем самым минимизируя необходимость коротких СПО в течение всего процесса фрезерования. Увеличение расхода и работа в стволах с большим отходом от вертикали, в свою очередь, приводит к необходимости использования более надежного и мощного забойного двигателя, способного выдерживать дополнительные нагрузки, действующие на КНБК. Традиционно использовались

двигатели, предназначенные для бурения, где процесс создания отверстий и нагрузки, действующие на двигатель, значительно отличаются от операций по фрезерованию пробок. Из-за этих различий надежность двигателя снижалась, что влияло на эффективность операции в целом.

В этой статье рассмотрены меры, принятые для предотвращения отказов приводов двигателей, которые в основном были вызваны сочетанием изгибающих и крутящих усилий при произвольном останове двигателя. Перегрузка приводит к потере компрессии вокруг верхнего радиального подшипника, что в конечном счете влечет за собой выход из строя привода. Был определен потенциал для усовершенствования конструкции за счет повышения прочности материала и оптимизации площади контакта. Проведено масштабное моделирование, по результатам которого выявлены более прочные материалы. Кроме того, была улучшена конструкция как внутренних, так и внешних нижних упорных колец. После модификаций были проведены полевые испытания, по результатам которых отказов двигателей больше не наблюдалось, что позволяло проводить фрезерование пробок за одну СПО.

Усовершенствование конструкции и применение новых материалов позволили обеспечить высокое качество услуг и сокращение операционных расходов для клиентов, осуществляющих фрезерование пробок в Северной Америке.

Эффективный и надежный метод проведения кислотной обработки на ГНКТ в многоствольной скважине: пример из региона Ближнего Востока

Хассан Басим Альнассер, Угочукву Мария Океке, Жихэн Чжан, Ронни Ван Дер Вин, Садаф Шукатали Чиирти, Сакен Умиришин, Baker Hughes

В последние годы все большее распространение получают многоствольные скважины, позволяющие повысить либо дебит, либо приемистость в зависимости от типа скважины. Процесс своевременного доступа к нужному боковому стволу с помощью ГНКТ до сих пор остается одной из самых сложных задач при проведении внутрискважинных работ. В этой статье приводится пример безупречного проведения работ с ГНКТ диаметром 2,375 дюйма для интенсификации притока боковых стволов с использованием специальной КНБК, которая позволяет эффективно направлять ГНКТ в горизонтальные участки.

Нагнетательная скважина имеет естественный и неестественный боковые стволы, оба из которых требуют обработки. Для проведения работ был выбран специальный гидравлический инструмент для входа в боковые стволы многоствольной скважины, который позволяет достоверно определять местоположение окон и осуществлять вход в несколько боковых стволов за одну СПО. Специальный рабочий механизм инструмента дает возможность обойтись без электрической или иной системы управления. Помимо этого инструмента, в состав КНБК входит локатор муфт, работающий от системы телеметрии ГНКТ. Получение данных в режиме реального времени позволяет подтвердить доступ в нужный боковой ствол, что экономит время и исключает необходимость

работать до упора в забой. В состав КНБК также можно включить гамма-излучатель для корреляции глубины при необходимости.

Основной проблемой при проведении работ в многоствольных скважинах является время нахождения на участке. Инструмент осуществляет поиск боковых стволов, вращаясь на 360°, пока не найдет правильный угол захода, что подтверждается индикацией давления на поверхности, означающей, что нужный боковой ствол обнаружен. Простой, но эффективный механизм работы инструмента позволяет найти и осуществить вход в боковой ствол менее чем за 30 минут после размещения у окна. Корреляция глубин подтверждается при помощи локатора муфт или гамма-излучателя (или комбинации двух приборов), а инструмент легко перезапускается путем нагнетания давления, что позволяет осуществлять поиск и обработку любого количества боковых стволов. Операция была безопасно завершена в соответствии с программой работ; было закачено более 4000 баррелей кислоты для обработки обоих боковых стволов. Все прошло безупречно, и после проведения кислотной обработки удалось добиться существенного увеличения приемистости.

Такое сочетание возможностей КНБК и эффективного механизма специального инструмента, позволяющего быстро находить и осуществлять вход в боковые стволы с возможностью перезапуска без необходимости извлечения из скважины, позволяет оператору в короткие сроки и эффективно проводить работы в любом количестве боковых стволов. Это очень важный опыт, который может быть

использован на других скважинах сложной конструкции в регионе.

Полевые испытания по улучшению проходимости ГНКТ в скважинах с открытым стволом с помощью специального смазочного материала

*Садаф Шукатали Чиишти,
Батманаабан Гоналан,
Стивен Крейг, Baker Hughes*

Применение смазочных материалов «металл – металл» является достаточно распространенным способом повышения проходимости ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали. Однако имеется мало данных о влиянии смазочных материалов при использовании в открытом стволе. Исторически сложилось так, что существует только одно лабораторное исследование (Sharma and Silviu 2020), в котором анализировалось действие смазочных материалов в условиях открытого ствола скважины. В этой статье планируется рассмотреть методологию и результаты полевых испытаний 2-дюймовой ГНКТ, в ходе которых использовалась специальная смазка для ГНКТ «металл – металл» в открытом стволе скважины для обеспечения лучшей проходимости и проведения кислотной обработки.

Глубина скважин составляет более 17 000 футов, при этом около 7000 футов – это открытый ствол диаметром 6 дюймов, в котором требуется провести кислотную обработку с помощью ГНКТ. Тип пласта в открытом стволе – карбонатный с проницаемостью до 10 мД. Оператору необходимо, чтобы ГНКТ достигала максимально возможной глубины для обеспечения максимального охвата кислотной обработкой. Для моделирования

проходимости ГНКТ используется специальное программное обеспечение, при этом проводится анализ чувствительности с учетом возможного коэффициента трения, ожидаемого по результатам лабораторных исследований, упомянутых ранее. Методика применения специальной смазки для ГНКТ предполагает заполнение всей скважины раствором смазки для обеспечения максимальной проходимости.

Эти полевые испытания были проведены в октябре и ноябре 2022 года. План заключался в спуске ГНКТ на максимально возможную глубину без смазки. После достижения фрикционного стопора планировалась провести анализ базового коэффициента трения, а ГНКТ поднять на определенную глубину. Затем необходимо было добавить специальный смазочный материал для ГНКТ в 2%-й концентрации, смешанный с пресной водой, путем его прокачки через кольцевое пространство ГНКТ, а также через саму ГНКТ в ходе спуска в открытый ствол скважины. Опыт применения этого смазочного материала для ГНКТ в обсаженных стволах показал, что он позволяет снизить коэффициент трения «металл – металл» на 40–60%. Эффективность применения смазки в открытом стволе была смоделирована и спрогнозирована на основании лабораторных исследований (Sharma and Silviu 2020), показавших снижение коэффициента трения в известняковых образцах породы на 20–40%. Фактический показатель коэффициента трения на одном из месторождений составил 17%.

Это был первый опыт применения специального смазочного

материала для ГНКТ в открытом стволе; использованная методика и полученные результаты полевых испытаний позволят применять данные материалы в открытых стволах скважин в схожих типах пласта по всему миру. По мере того как все больше будут применяться смазочные материалы в условиях «металл – неметалл», в отрасли будут накапливаться информация и знания относительно эффективности и поведения таких смазочных материалов в различных внутрискважинных условиях.

Практический пример экономически эффективного подхода к повышению проходимости ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали с помощью специального смазочного материала

Садаф Шукатали Чииити, Baker Hughes; Ли Сима, ADNOC Offshore; Мохамед Абд-Эльрахман Бухари, ADNOC Offshore

Поскольку на Ближнем Востоке бурится все больше и больше скважин с большим отходом от вертикали, операции с ГНКТ представляют собой основную трудность с точки зрения достижения забойной глубины. Основным требованием для компаний-операторов является экономически эффективное достижение забойной глубины с ГНКТ для проведения интенсификации притока или любых механических работ. В этой статье рассматриваются практические примеры двух скважин с большим отходом от вертикали, где с помощью 2-дюймовой ГНКТ был достигнут 100%-й доступ на забойную глубину с использованием специального смазочного материала.

Существует множество методов

повышения проходимости ГНКТ, но самым простым и экономически эффективным методом является использование смазочных материалов, снижающих трение металла. Методика предполагает либо заполнение всей скважины раствором смазочного материала при спуске ГНКТ в скважину, либо избирательную закачку в определенные интервалы. Избирательная закачка смазочного материала является наиболее эффективным с экономической точки зрения подходом, но существует риск, что целевая глубина не будет достигнута во время выполнения работ. Тем не менее с помощью проведенного перед началом работ анализа действующих на трубу усилий и моделирования различных сценариев можно оптимизировать объем необходимых смазочных материалов с минимальным риском для результата.

В первом случае смазка применялась с самого начала спуска ГНКТ для успешного достижения заданной глубины в одной из самых длинных скважин месторождения протяженностью более 24 000 футов и длиной бокового ствола 14 000 футов. Моделирование перед началом работ, выполненное на основе данных, полученных в аналогичных скважинах, предсказывало фрикционный стопор на ранних этапах. После первой СПО закачка смазочного раствора была оптимизирована на основании тщательного анализа действующих на ГНКТ усилий, который помог понять профили трения и развитие спирального сжатия трубы, а также определить оптимальные интервалы для закачки смазочного материала. После проведения работ было установлено, что смазка позволила

снизить эффективный коэффициент трения более чем на 30%. Во втором случае после оптимизации закачки смазочного материала ГНКТ смогла достичь забойной глубины около 27 100 футов, а коэффициент трения был снижен на 50% по сравнению с базовым сценарием.

Практические примеры, представленные в этой статье, демонстрируют преимущества использования специальной смазки для ГНКТ в снижении коэффициента трения и повышении проходимости в горизонтальных скважинах. В статье также рассматривается методология оптимизации закачки смазки с помощью моделирования на специальном симуляторе ГНКТ перед проведением работ.

Секция 2. Последние достижения в области цифровых приложений, скважинных инструментов, наземного оборудования и материалов для внутрискважинных работ

Опыт высокоскоростного получения данных в ходе операций по фрезерованию пробок ГРП

*Кен Ньюман, Патрик Келлехер,
Athena Engineering Services*

Опыт проведения внутрискважинных операций показал, что большие силовые волны, проходящие через ГНКТ, связанные с работой внутрискважинного инструмента в горизонтальных стволах, создают гармонические осевые колебания в ГНКТ, которые могут приводить к отказам и поломкам. В настоящей работе приведены данные, показывающие, что поверхностное оборудование

также имеет собственные частоты вибрации. Когда эти частоты накладываются на частоты вибрации внутрискважинного оборудования, это стимулирует усиление вибрации наземного оборудования.

Интеллектуальное принятие решений с помощью комплексной визуальной аналитики повышает эффективность скважинной диагностики и экономит затраты

С. Хамид, Н. Абулхаммайл, Saudi Aramco; М. Макдональд, А.О. Алдурайхем, EV Offshore Limited

Цель

Благодаря инновационным достижениям в области видеотехнологий и методов обработки изображений панорамная съемка ствола скважины на 360 градусов теперь становится возможной за одну непрерывную СПО. Это не только позволяет проводить более простые, экономически эффективные внутрискважинные работы за счет значительного сокращения времени, необходимого для получения информации, но и позволяет применять видео для более широкого диапазона диагностических задач. Затем эту информацию можно объединить с другими наборами скважинных данных.

Эти легко понятные массивы данных обеспечивают непосредственное понимание сложных ситуаций в скважине. Информация используется для выявления и понимания проблем, связанных с анализом перфорации, наличием ограничений, утечек, коррозии, состояния и функционального положения клапанов, а также множества других нежелательных условий в скважине.

В этой работе будет продемонстрировано, как

дополнительная эффективность, а также полученные расширенные массивы визуальных данных обеспечивают более полное понимание конкретных проблем, что позволяет сократить время проведения операций, риски и затраты, а также улучшить процесс принятия решений с целью более решительных действий и повышения производительности.

Метод/процедура

В этой статье на реальных примерах будет продемонстрировано, как применение визуального анализа, количественных измерений и 2D/3D-моделирования позволяет повысить качество внутрискважинных работ. Процесс состоит из четырех этапов:

1. Получение данных

Подробное описание того, как были получены уникальные панорамные кадры в боковой проекции в сочетании с кадрами в нижней проекции и как это позволило оценить состояние всего ствола скважины с выявлением конкретных проблем.

2. Анализ

Использование интерактивных систем для визуализации количественных показателей, 2D- и 3D-моделей, а также объединения визуальных данных с другими массивами скважинных данных.

3. Ценность

Оценка общей ценности операции, которая включает в себя сокращение времени работы буровой установки за счет повышения эффективности, а также выводы, сделанные на основе полученных данных.

4. Результаты

В докладе будет представлено,



как панорамная съемка ствола скважины помогла лучше понять конкретные проблемы. Кроме того, мы продемонстрируем, каким образом данная технология позволила диагностировать скважинные условия, которые невозможно было бы определить с помощью обычных данных.

Каждый конкретный пример позволит получить представление о технических возможностях и полученных результатах. Будет продемонстрировано повышение эффективности внутрискважинных работ и представлены диагностические решения, обеспечивающие повышение производительности скважин.

Уникальность/Новизна

Описанная в этой статье методика основана на применении первой в мире ультра-HD-камеры бокового вида, обеспечивающей полную визуализацию ствола скважины. В сочетании со специально разработанным пакетом для анализа и визуализации данных обеспечиваются интуитивно понятные и интерактивные изображения, 2D- и 3D-модели. Это дает инженерам по добыче и внутрискважинным работам всю необходимую информацию, позволяющую эффективно планировать и проводить восстановительные внутрискважинные работы и успешно преодолевать возникающие проблемы.

Система спускаемого на кабеле скважинного трактора с программируемым пользователем поведением для полуавтономной навигации в условиях скважинных ограничений

Николай Бакланов, Сюэдун Ян, Максим Ключев, Бен Дюран, SLB

В работе представлен полуавтономный скважинный трактор, спускаемый на кабеле, предназначенный для обсаженных колонн и обеспечивающий проход в условиях скважинных ограничений с минимальным участием оператора при отсутствии цифровой телеметрии. Технологии роботизированной доставки инструмента легли в основу специальных приложений, которые позволяют полевому персоналу при планировании работ осуществлять программирование поведения трактора.

Цифровая телеметрия не всегда может быть доступна при работе со скважинными тракторами на кабеле. Система доставки инструмента с возможностью программирования поведения трактора позволяет осуществлять навигацию в скважине, когда обычная телеметрия отсутствует, или в случае за пределами низкой ширины полосы пропускания или конфликта протоколов, что актуально при работе с инструментами сторонних производителей. Представленная технология управления использует скважинные измерения с отслеживанием и декодированием импульсов напряжения, когда электропитание подается от наземной системы. Напряжение устанавливается оператором в одном из нескольких заранее определенных диапазонов, представляющих определенные команды, которые трансформируются в роботизированные реакции и действия.

При этом геофизический кабель может быть освобожден для передачи высокочастотного сигнала связи к инструментам полезной нагрузки,

одновременно обеспечивая питание трактора и его полезной нагрузки. Несмотря на то что трактор не имеет обратной связи посредством телеметрии, рабочее состояние трактора можно определить по изменениям электрического тока, измеренного на поверхности. Система стабилизации напряжения вместе с калибровкой нагрузки компенсирует колебания напряжения из-за изменения нагрузки и потерь сигнала в геофизическом кабеле. Передовой алгоритм обработки сигнала, реализованный в скважинном встроенном программном обеспечении, квантирует очищенное от шумов напряжение и распределяет его по рабочим диапазонам, эффективно устраняя переходные процессы, возникающие при работе на высоких мощностях. Методика оценки напряжения поддерживает конечный набор команд, которые должны интерпретироваться скважинными инструментами и активировать логику управления, реализованную в виде автоматов со сценарием, в основе которых лежит концепция детерминированного конечного автомата. Поведение, запрограммированное и параметризованное оператором на пользовательском метаязыке, использует словарь действий и условий, предоставляемых встроенным программным обеспечением, которое управляет инструментом. Контроллеры могут быть разработаны и введены в действие непрограммистами для решения задач по навигации в условиях ограничений для известного заканчивания скважины. Наличие программного обеспечения для проектирования и моделирования помогает планировать проведение

работ. Несколько конфигураций тракторов с индивидуально управляемыми штангами были успешно испытаны в США и Евразии с использованием инструментов сторонних производителей с собственной телеметрией и без них. Была продемонстрирована надежная навигация трактора в условиях ограничений при помощи запрограммированных действий, управляемых изменением уровня напряжения.

Эта технология открывает возможности для разработки других полуавтономных скважинных приложений. Распознавание электрического тока во время выполнения программы позволяет дополнительно автоматизировать систему электропитания на поверхности для навигации оборудования в скважине, обнаружения и реагирования на аномалии, а также надежного управления с помощью изменения напряжения. Представленная технология устраняет проблему совместимости между различными системами телеметрии и повышает гибкость систем, не имеющих телеметрии, сохраняя при этом их удобство и надежность.

Защита от повреждений сероводородом – расширение знаний

Стивен Крейг, Бенни Линдси, Baker Hughes; Кевин Эллиотт, Эзекиль Арриага, NOV; Финлей Том, Shell; Анжан Блаттер, Baker Hughes

В этом документе будет представлена обновленная информация об эксплуатационных преимуществах использования ингибиторов коррозионного растрескивания



в скважинах с кислой средой. Во многих статьях рассказывается о проекте Joint Industry Project, в рамках которого был выработан единый для всех понижающий коэффициент усталости. В последние годы дополнительные испытания поставили под сомнение эту практику, и в программном обеспечении для отслеживания усталости используется большее количество коэффициентов.

Рассматриваемый в этой статье метод предполагает воздействие кислой средой на образцы трубы в течение 72 часов с последующим проведением усталостных испытаний на изгиб. В нашем случае метод, использованный в рамках Joint Industry Project, был обновлен, и теперь вместо однократного покрытия образца ингибитор коррозионного растрескивания добавлялся в саму сероводородную среду. Это более точно воспроизводит реальные условия выполнения работ. Кроме того, больше внимания уделялось размеру образца для испытаний, напряжению и деформации, чтобы сократить время проведения усталостных испытаний и уменьшить влияние любого газовой выделения, что дает более точные и воспроизводимые результаты.

Будет представлено сравнение трех типичных методов испытаний: испытания в кислой среде без ингибирования, проводимые производителем оригинального оборудования, испытания с ингибитором с парциальным давлением в полевых условиях, проводимые оператором, и всемирно применимые испытания с ингибиторами, проводимые на максимальном аппаратном уровне поставщиками услуг. В работе представлено сравнение результатов

применения ранее использовавшегося ингибитора против растрескивания и ингибитора, одобренного для применения в Северном море. Подробно описана практика проведения испытаний с материалом с высоким пределом текучести и распространения результатов на материал более низкой марки с аналогичным химическим составом. Следует обратить внимание, что будет приведено сравнение и подробное описание отдельных испытаний, проведенных на теле трубы и на косых сварных швах. Краткое описание опыта работы сервисных компаний по всему миру в условиях кислой среды продемонстрирует, что данные методы доказали свою пригодность в полевых условиях.

Обновленная практика и процедура проведения испытаний труб в условиях кислой среды еще не была представлена в каких-либо ранних работах. Увеличение срока службы труб позволит отрасли осуществлять эффективную и безопасную эксплуатацию скважин с повышенным содержанием сероводорода. Это также даст возможность сократить потребление стали для производства труб и выполнения работ, что приведет к сокращению выбросов углекислого газа, являющихся общемировой проблемой, отчего выиграют абсолютно все.

Корреляция результатов испытаний с опытом применения высокосернистого газа с успешной эксплуатацией высокопрочной ГНКТ из закаленной стали в полевых условиях

Кевин Эллиотт, NOV; Скотт Дэвис, Крис Рентас, Джейсон Хейворт, Тайлер Воймас, Essential Energy Services; Эрика Медоуз, NOV

Ингибирование коррозии считается критически важным для успешного проведения операций с использованием высокопрочных закаленных гибких труб в сероводородной среде. Результаты предыдущих лабораторных испытаний плохо коррелировали с первоначальными успехами на месторождениях в Западной Канаде. Цель этой статьи – описать проведение дальнейших испытаний, которые более точно соответствуют реальным рабочим условиям, и представить дополнительные результаты полевых испытаний в Западной Канаде.

Как и в предыдущей работе Elliott et al (2022), общий подход в этом случае состоит из двух частей. Первая часть посвящена испытанию образцов закаленных ГНКТ в виде С-образного кольца, чтобы убедиться в том, что гибкая труба при надлежащем ингибировании не выйдет из строя из-за сульфидного растрескивания под напряжением. Испытания проводились с ограниченным временем воздействия, чтобы учесть короткое окно для операций с ГНКТ и период эффективности ингибирования. Во второй части статьи описана передовая практика проведения операций с ГНКТ в скважинах с высоким содержанием сероводорода.

Будут представлены результаты лабораторных испытаний образцов в виде С-образного кольца, показывающие эффективность программы ингибирования, а также обсуждены возможные результаты использования ГНКТ в условиях кислой среды без ингибирования на основе данных испытаний образцов без ингибирования. В рамках обсуждения результатов лабораторных исследований также описаны уроки, извлеченные при разработке

плана испытаний в отношении окна эффективности действия ингибиторов.

Помимо передового практического опыта эксплуатации ГНКТ в скважинах с кислой средой, в статье также рассматривается история применения гибкой трубы из закаленной стали, основанная на первых испытаниях, описанных в работе Elliott et al (2022). В конце статьи приведена оценка для каждого сорта ГНКТ из закаленной стали при использовании с ингибиторами коррозии.

Эта работа дополняет и далее развивает анализ, проведенный Elliott et al (2022). В ней представлена программа испытаний, которая соответствует истории применения эффективных систем ингибирования для высокопрочных ГНКТ из закаленной стали, работающих в условиях повышенного содержания сероводорода. В этой публикации также рассматриваются последствия воздействия сероводорода на гибкую трубу без применения ингибиторов, что служит подтверждением больших рисков, связанных с отказом от применения ингибиторов при работе в сероводородной среде.

Высокоточный автоматизированный фрезеровочный инструмент с возможностью анализа положения долота в режиме реального времени

Кайл Визенборн, Родриго Фелиу, SLB

Была разработана новая система фрезерования для несложных операций по устранению препятствий в стволе скважины и застрявших клапанов. Она сочетает в себе технологию точного определения положения долота в режиме реального времени и до 40 000 фунтов тягово-

толкательных усилий на инструменте. Сама компоновка включает в себя уже известный фрезеровочный инструмент от проверенных поставщиков, а также дополнительные программные функции для расширенной автоматизации и управления. В этом документе описывается новая система фрезерования и ее преимущества для оператора, позволяющие обеспечить надежность проведения работ, в том числе в непредвиденных ситуациях.

Традиционные фрезеровочные инструменты, спускаемые на кабеле, как правило, используются вместе со скважинным трактором для обеспечения необходимого веса на долото и крутящего момента. Такие фрезеровочные компоновки на базе трактора могут быть эффективны для удаления препятствий на протяженном участке ствола скважины, но они не идеально подходят для фрезерования твердых металлических объектов. Например, операция фрезерования ниппеля может занять много часов, и в течение этого времени у оператора нет никаких данных о том, что фрезерование идет в соответствии с планом, поскольку трактор не осуществляет никаких измерений в ходе проведения работ. Новая система позволяет оператору получать данные о ходе фрезерования в режиме реального времени с разрешением до 1/100 дюйма для быстрой диагностики и устранения любых проблем, связанных с повреждением долота, контактом с объектом или накоплением шлама. Для известных объектов, состоящих из нескольких разных материалов или имеющих прерывистую геометрию, или для долот с возможностью поэтапного фрезерования непосредственное измерение положения долота позволяет с помощью программного обеспечения

автономно выполнять заранее определенную последовательность параметров фрезерования (вес, скорость и крутящий момент), изменяя их в зависимости от положения долота. Ход фрезерования и показатели качества отображаются в режиме реального времени на поверхности с помощью графического интерфейса, показывающего обрабатываемый объект и текущее положение долота.

В компоновке инструмента используются те же якорные модули и линейные приводы, что и в переключающих инструментах, в сочетании с тем же роторным двигателем и редуктором, что и в инструментах для фрезерования на геофизическом кабеле. Крутящий момент от долота передается через модуль линейного привода с помощью муфты, которая закреплена над и под поршнем. Гидравлический двигатель линейного привода и роторный двигатель передают информацию о положении ротора и крутящем моменте и питаются от скважинного инвертора, что обеспечивает максимальную эффективность использования энергии, точное управление гидравлическим давлением и положением долота, а также возможность реверса для предотвращения остановки.

В этой статье приводятся данные испытаний для сравнения производительности нового фрезеровочного инструмента с высокопроизводительным инструментом на базе трактора. Описаны примеры фрезерования запорных клапанов и ниппелей.

**Определение нарушений
концентричности обсадных
колонн с помощью анализа
эха внешнего интерфейса,
измеренного с помощью**

электромагнитного акустического преобразователя

Маурисио Гарсия, Джозеф Олайя, Баоян Ли, Себастьян Камганг, Даг, Сушант Дутта, Baker Hughes Company

Достоверная оценка качества цементного крепления и определение зон изоляции в обсаженном стволе скважины являются сложными задачами, особенно для законсервированных скважин. Были разработаны ультразвуковые приборы для оценки качества цемента методом контроля раздельными преобразователями и/или эхо-импульсного контроля с высоким пространственным разрешением. В последнее время стала проводиться расширенная обработка данных, полученных в результате измерений методом раздельных преобразователей, для определения эха изгибных волн внешнего интерфейса. Полученные данные могут быть интегрированы с показателями затухания изгибных колебаний обсадных труб и акустическим импедансом материалов кольцевого пространства для повышения точности и достоверности оценок качества цемента и герметичности интересующей зоны.

Однако у традиционного метода контроля раздельными преобразователями имеются ограничения. Данный метод предполагает измерения в длину, в то время как вертикальное разрешение ограничено расстоянием между преобразователями. Используемый пьезоэлектрический преобразователь нуждается в жидкой среде, обеспечивающей акустический контакт. Принимаемые таким датчиком сигналы чувствительны к плотности раствора. Плотный раствор может

вызывать сильное ослабление интенсивности получаемых изгибных волн. Кроме того, пьезоэлектрический датчик чувствителен к направлению распространения волн. Поэтому он может пропустить эхо внешнего интерфейса, если две стенки кольцевого пространства скважины не параллельны, как, например, в наклонной скважине.

В этой статье представлен новый компенсированный метод измерения с раздельными преобразователями для более точного определения нарушений концентричности внутренней колонны и материала кольцевого пространства в обсаженных скважинах. Электромагнитные акустические преобразователи (ЭМАП) используются для возбуждения и регистрации волн Лэмба и горизонтально поляризованных поперечных волн, распространяющихся по окружности. Рабочие параметры нового метода измерения оптимизированы для возбуждения и приема волн с целью более достоверной регистрации эха внешнего интерфейса среди принимаемого сигнала. По сравнению с пьезоэлектрическими датчиками датчики ЭМАП не требуют контактных жидкостей и не чувствительны к углу распространения волны, плотности бурового раствора и шероховатости поверхности трубы. Вертикальное разрешение измерений волн Лэмба контролируется частотой дискретизации инструмента по вертикали и размером датчика.

Этот новый метод измерения был подтвержден лабораторными исследованиями. Были спроектированы, изготовлены и зацементированы испытательные образцы с разным расстоянием между трубами в кольцевом пространстве.

Были проведены многочисленные испытания для проверки режимов волн Лэмба и горизонтально поляризованных поперечных волн, наличия эха внешнего интерфейса при различных рабочих параметрах измерений, взаимосвязи между временем прихода эха и расстоянием в межтрубном пространстве, а также материалом, которым заполнено кольцевое пространство. Также была подтверждена возможность регистрации эха внешнего интерфейса в наклонно-направленных скважинах. Результаты испытаний подтвердили оптимальные рабочие параметры нового метода измерения. Зарегистрированное время прихода эха внешнего интерфейса согласуется с прогнозными значениями.

Описанный в этой работе новый метод измерения имеет ряд ключевых технических преимуществ. Инструментальные измерения не требуют для обеспечения акустической связи заполненного жидкостью кольцевого пространства. Расположение датчиков в приборе позволяет выполнять измерения с полной компенсацией. Кроме того, вертикальное разрешение для обнаружения нарушений concentричности колонны определяется частотой дискретизации прибора по вертикали, а не физическим расстоянием между передатчиком и приемником. Большая длина принимаемых волн может обеспечить необходимое временное окно для экспозиции эха внешнего интерфейса, чтобы определить тип материала, которым заполнено межтрубное пространство, и контраст акустического импеданса материалов и барьеров скважины.

Альтернативный подход к ремонту верхней части хвостовика

Пол Джон Каррагер, Дидхити Таланатра, Педро Антонио Вергель, BiSN

Негерметичность и нарушение целостности верхней части хвостовика — распространенная проблема на нефтяных месторождениях. Некачественное цементирование верхней части колонны может не только привести к миграции газа или жидкости из непродуктивных зон в течение всего срока эксплуатации скважины, но и существенно ограничить возможности ликвидации последствий, поскольку в случае значительной утечки давление ГРП может оказаться ниже желаемого. Существующие решения, связанные с продавливанием цемента, не только известны своей сложностью, но и ненадежны, требуют много времени, тяжелого оборудования и не обеспечивают в случае необходимости газонепроницаемого уплотнения. Это привело к большому количеству протекающих хвостовиков, а проблема требует быстрого и надежного решения.

Первый опыт применения механического резака для обрезки НКТ в условиях сжатия вместе с тремя линиями управления

Ресия Карина Мелли, Сурья Путра Шри Сутама, Welltec

Одна из нефтегазовых компаний в Индонезии запланировала на своем глубоководном месторождении проведение операции по повторному входу с бурением в одну из скважин. Программа работ включала в себя обрезку НКТ диаметром 5 1/2 дюйма (17#, 13Cr-L80) и извлечение нынешней

верхней компоновки заканчивания перед проведением операции по глушению и ликвидации. В связи с состоянием скважины выбранная глубина отрезания НКТ находилась под большим наклоном и требовалось перерезать несколько линий управления. Для выполнения резки был выбран резак с рычагом новой конструкции в форме когтя тигра. Эта операция стала значительным достижением и впервые проводилась в этом регионе на такой большой глубине.

Традиционным способом резки НКТ является натяжение трубы для предотвращения защемления режущих лезвий и повышения вероятности успешной резки. Однако на этой скважине сложность заключалась не только в том, что необходимо было отрезать несколько линий управления, но и в том, что подвеску НКТ было решено не отсоединять перед резкой. В таком случае механический резак должен быть способен осуществлять резку в условиях сжатия трубы и достать до всех линий управления, а это 6,916 дюйма общего наружного диаметра НКТ. Резак новой конструкции с лезвием типа «тигровый коготь» был выбран для проведения работ благодаря его способности резать трубу в условиях сжатия, а также благодаря тому, что лопасти лезвия могут выдвигаться, обеспечивая диапазон резки до 7,2 дюйма, что гарантирует непрерывную резку НКТ вместе с несколькими линиями управления.

Поскольку это первый опыт проведения такого рода операций в Индонезии, были проведены испытания в условиях сжатия и в нейтральных условиях. Полученные результаты подтвердили, что резак

способен разрезать НКТ и несколько линий управления. В связи с большим углом наклона ствола скважины спуск резака осуществлялся на электрическом кабеле с помощью трактора, а оборудование было установлено на один метр ниже муфты НКТ для обеспечения натяжения линий управления, так как оно находилось рядом с кабельным зажимом.

Новая технология создает эффект шлифования, прорезая трубу, а режущие лезвия по мере выдвижения достигают линий управления и параллельно с резкой трубы перерезают и их. После 129 минут эффективного времени резания и подтверждения циркуляции из кольцевого пространства в НКТ было принято решение остановить резак и извлечь инструмент из скважины. На поверхности было видно, что режущее лезвие выдвинулось в более широкое положение, а компания продолжила работы по отсоединению подвески НКТ и извлечению верхней компоновки заканчивания. Срез НКТ был чистым и гладким, а линии управления были срезаны на заданной глубине резки.

Режущие инструменты новой конструкции обеспечивают безопасную и эффективную резку. Это решение устраняет риски отсоединения подвески НКТ и натяжения НКТ, затраты на мобилизацию буровой установки и гарантирует бесперебойное проведение работ на скважине. Детали проведенной операции, включая планирование работ и извлеченные уроки, будут описаны в этом документе.

Продолжение в следующем номере журнала

«Время колтюбинга. Время ГРП».

Российский рынок гидроразрыва пласта: текущее состояние и сценарии его развития до 2030 года



Компания RPI предлагает вашему вниманию аналитический отчет «Российский рынок гидроразрыва пласта: текущее состояние и сценарии его развития до 2030 года».

Прошедший 2022 год стал сложным как для российской нефтегазовой отрасли, так и для всей экономики страны в целом. Введенные в течение года беспрецедентные санкции, включающие в себя как прямые, так и косвенные ограничения на импорт российской нефти, существенным образом повлияли на перспективы развития российского нефтесервисного рынка. Однако, несмотря на неблагоприятные прогнозы, уровень устойчивости отечественной нефтегазовой отрасли к ограничительным мерам оказался очень высоким. Свидетельством тому является рост объема добычи нефти и конденсата в 2022 году на 2% по сравнению с аналогичным периодом 2021 года до уровня в 535,2 млн т. Тем не менее высокий уровень неопределенности в отношении будущих последствий санкционного давления на российскую нефтегазовую отрасль сохраняется.

Дальнейшая ситуация на рынке является по своей сути многофакторным уравнением, где ключевыми переменными являются, с одной стороны, масштабы экономических последствий от введенных и вводимых ограничительных мер в отношении российского ТЭК, а с другой стороны – дальнейшие совместные или индивидуальные шаги ключевых

поставщиков нефти, связанные с регулированием объемов добычи. Можно сделать вывод о наличии значительного количества возможных сценариев и крайней сложности рыночного прогнозирования на данном этапе. В этой связи при подготовке обновления линейки отчетов по нефтесервисному рынку команда RPI поставила целью детально смоделировать 3 основных сценария развития российской нефтедобычи и отдельных сегментов нефтесервисного рынка в зависимости от ограничений объемов добычи, обусловленных различным сочетанием внешних условий: оптимистический, базовый и пессимистический.

Отчет содержит основу для оценки потенциала всего спектра связанных с ГРП сегментов сервиса и оборудования, среди которых: заканчивание скважин, моделирование и мониторинг, различные внутрискважинные работы и др. В отчете подробно описывается текущее состояние рынка операций гидроразрыва пласта России как в разрезе одно- и многостадийных операций, так и в разрезе компаний-заказчиков и компаний-подрядчиков операций ГРП. Выявлены и проанализированы изменения в сегменте одностадийного и многостадийного гидроразрыва, в том числе по

основным регионам нефтедобычи. Отдельно рассмотрены ключевые рыночные и технологические тренды.

Наличие одной из наиболее широких и подробных баз знаний по российской нефтедобыче и нефтесервисному рынку позволило RPI в максимальной степени учесть следующие ключевые вводные при моделировании каждого из сценариев для анализа и прогнозирования российского рынка гидроразрыва пласта:

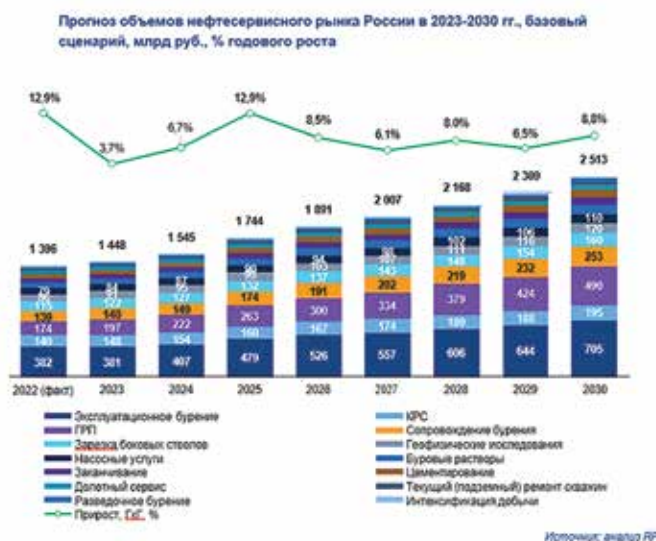
- ретроспективные данные по добыче, объемам бурения, количеству операций зарезки боковых стволов (ЗБС), гидроразрыва пласта (ГРП), в том числе многостадийного (МГРП) в разрезе нефтедобывающих предприятий;
- данные по капитальным и операционным затратам на месторождениях Российской Федерации в разрезе регионов и компаний;
- данные по эффективности бурения, ЗБС, ГРП, а также других мероприятий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи (ПНП и ИД) в разрезе нефтедобывающих предприятий;
- объем инвестиций в новые добычные проекты, включая расходы на инфраструктуру и трубопроводы;
- меры государственного регулирования и поддержки отрасли.

В базовом сценарии Россия продолжает благоприятно справляться с западными санкциями, увеличивая поставки нефти в дружеские и нейтральные страны, что благоприятно сказывается на нефтяном и нефтесервисном рынках России.

Увеличение объема нефтесервисного рынка на 3,7% произойдет уже в 2023 году – основным драйвером роста станет сегмент эксплуатационного бурения и технологически связанные с ним сегменты, такие как, например, сегмент сопровождения бурения. К 2030 году суммарный объем нефтесервисного рынка в номинальных рублях возрастет на 80% и составит 2513 млрд руб.

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

- эксплуатационное бурение – 28,0%, что эквивалентно 705 млрд руб.;
- ГРП – 19,5%, что эквивалентно 490 млрд руб.;
- сопровождение бурения – 10,1%, что



- эквивалентно 253 млрд руб.
- КРС – 7,8%, что эквивалентно 195 млрд руб.;
- зарезка боковых стволов – 6,4%, что эквивалентно 160 млрд руб.

Суммарная доля этих сегментов в 2030 году составит 71,7%.

Опережающий рост сегмента ГРП явится следствием следующих факторов: роста операций МГРП при возрастании числа ввода горизонтальных скважин, а также увеличения средней стадийности МГРП. Сегмент сопровождения бурения увеличится за счет роста ввода горизонтальных скважин и применения при этом сложных и дорогих операций MWD/LWD. Сегмент ЗБС возрастет вследствие увеличения доли ввода сложных боковых горизонтальных стволов.

Сложившаяся в настоящее время ситуация на рынке ГРП определяется следующими факторами:

- увеличением объема ввода в эксплуатацию новых скважин;
- увеличением объемов горизонтального бурения;
- ростом применения одностадийных ГРП при вводе новых скважин, в том числе наклонно-направленных скважин;
- падением дебитов скважин из-за перехода месторождений на поздние стадии эксплуатации, преимущественно в традиционных регионах нефтедобычи: Западная Сибирь и Волга-Урал;
- стремительным развитием технологии горизонтального бурения как на новых, так и на зрелых месторождениях.
- высокой степенью неопределенности в объемах инвестиций у добычных компаний, в связи с геополитическими событиями и санкциями со стороны

стран Запада.

Операции ГРП позволяют значительно увеличить дебит на действующих скважинах на месторождениях, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, а также способствуют более высокому дебиту при вводе в эксплуатацию новых скважин. Как правило, на переходящем фонде скважин (действующие скважины) наиболее широко применяются операции одностадийного ГРП. В 2022 году, несмотря на геополитическую турбулентность, фонд добычных скважин России увеличился на 6,8%. Это позволило в совокупности с технологическим развитием нефтесервисного рынка в целом нарастить численность скважин-кандидатов для повторного одностадийного ГРП, даже несмотря на высокую обводненность нефти. Количество одностадийных операций ГРП на переходящем фонде скважин увеличилось на 10,6%.

В условиях положительной динамики рынка одностадийных операций ГРП в 2021-2022 годах рынок операций многостадийных ГРП (МГРП) также продемонстрировал устойчивый рост на 5,8%. Этому способствовал рост введения в эксплуатацию горизонтальных скважин (на этих скважинах делают технологически сложные и дорогостоящие операции МГРП) на 15,9%, до 4,4 тыс. ед., а также увеличение количества операций по зарезке боковых горизонтальных стволов на 15%, до 2,6 тыс. ед.

Таким образом, после «просадки» рынка в 2020-2021 годах 2022 год возобновил восходящий тренд – рынок ГРП вырос на 9,5%, до 14 327 операций. В 2022 году лидерство на рынке ГРП сохранилось

за сегментом одностадийных операций ГРП на переходящем фонде скважин, которые составили 45,4%.

В 2022 году суммарный объем рынка ГРП в денежном выражении повторил динамику рынка в физическом (рост на 13,7%) и достиг уровня 173,7 млрд руб. Это обусловлено в первую очередь увеличением количества операций во всех сегментах рынка.

Сегмент МГРП в 2022 году вырос до 52,0% от всего суммарного объема рынка ГРП в денежном выражении, что эквивалентно 90,3 млрд руб. В сегменте МГРП возросла средневзвешенная стоимость операции вследствие увеличения количества многостадийных (более 10 стадий) и объемных (свыше 100 т пропанта) операций, несмотря на стремление ВИНК оптимизировать затраты за счет, например, использования гибридных МГРП, МГРП с использованием воды из системы поддержания пластового давления в качестве жидкости для закачки в пласт и др.). Но, несмотря на это, ВИНК заинтересованы в развитии



инновационных технологий, которые позволят повысить результативность данных операций.

Основными драйверами развития рынка ГРП в настоящее время являются:

- динамика ввода новых эксплуатационных скважин;
- динамика количества вводимых горизонтальных скважин – на них применяются операции многостадийного ГРП (МГРП);
- увеличение доли зарезки боковых горизонтальных стволов – на них применяются операции многостадийного ГРП (МГРП);
- падение дебитов эксплуатируемых скважин на зрелых месторождениях;
- снижение доли СТОПов при проведении операций ГРП. ©

RPI – международная компания, предоставляющая специализированные консультационные и аналитические услуги и выпускающая аналитические исследования по вопросам топливно-энергетического комплекса России, Каспийского региона, Восточной и Центральной Европы.

С 1992 года RPI выпустила более 150 исследований и отчетов по нефтегазовой тематике, перечень которых доступен по запросу.

Дополнительную информацию о публикациях RPI вы можете получить, связавшись с Анной Исаевой по телефонам: +7 495 5025433 / 778 4597 или по электронной почте: a.isaeva@rpi-inc.ru

А также на нашем сайте www.rpi-consult.ru

Наша синергия позволила создать компанию *Our Synergy Made It Possible To Create a Company*

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает А.А. Сагайдачный, коммерческий директор «Марлин Ойл Тулз».

Беседа состоялась в кулуарах Форума «Технологии внутрискважинных работ. ГРП и ГНКТ и заканчивание скважин» 23 мая 2023 года, Москва.

“Coiled Tubing Times” journal is interviewing A.A. Sagaidachny, Commercial Director of “Marlin Oil Tools”.

The conversation took place on the sidelines of the «Technologies of downhole operations. Hydraulic fracturing and coiled tubing and well completions» Forum, May 23, 2023, Moscow.

А.А. Сагайдачный родился в Грозном 3 августа 1981 года. Окончил школу в Ставрополе в 1998 году.

Окончил РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в 2005 году, факультет разработки нефтяных и газовых месторождений.

Anton Sagaidachny was born in Grozny on May 8, 1981; graduated from school in Stavropol in 1998.

He graduated from Gubkin University (faculty of development of oil and gas fields) in 2005.

«Время колтюбинга. Время ГРП»: Антон Александрович, на Форуме Вы выступили с актуальным докладом «Импортозамещение скважинного инструмента ГНКТ». Расскажите, пожалуйста, о компании «Марлин Ойл Тулз», коммерческим директором которой Вы являетесь, о ее истории и целях, которые она ставит.

Антон Сагайдачный: История компании «Марлин Ойл Тулз» ведет свой отсчет с октября 2017 года. Уже тогда было понятно, что в России назрела острая необходимость импортозамещения достаточно узкого сегмента – скважинного инструмента для ГНКТ.

ВК: Почему был выбран именно этот сегмент?



"Coiled Tubing Times": Anton Alexandrovich, at the Forum you made an up-to-date report “Import substitution of coiled tubing downhole tools”. Please tell us about Marlin Oil Tools company, where you hold a position of commercial director. Please tell us about its history and goals.

Anton Sagaidachny: The history of Marlin Oil Tools dates back to October 2017. Even then it was clear that there was an urgent need for import substitution of a rather narrow segment – downhole tools for coiled tubing – in Russia.

A.C.: Потому что я был знаком с рынком, с заказчиками, с самим инструментом и технологиями его применения, а мой партнер хорошо разбирался в металлообработке и материаловедении. Наша синергия позволила воплотить идею в жизнь – мы создали компанию.

ВК: Каковы были первые шаги на этом пути?

A.C.: Все началось с того, что мы стали изготавливать инструмент. Самостоятельно создавали дизайн, разрабатывали конструкторскую документацию. В течение примерно двух лет мы просто изготавливали и продавали нашу продукцию. Но как только наработали свой парк инструмента, мы стали также сдавать его в аренду. Это стало вторым направлением нашего бизнеса, но одновременно повлекло ряд проблем, в первую очередь дебиторские задолженности, потому что рынок у нас специфичный и многие, особенно, как ни странно, крупные компании позволяли себе задерживать оплату.

ВК: Где расположена производственная база компании?

A.C.: В Нefteyugанске. Там находится офис, цех токарно-фрезерной и электроэрозионной обработки, участки термообработки, нанесения покрытий, переборки и тестирования.

ВК: Какова численность персонала?

A.C.: На сегодня она составляет около 22–26 человек.

CTT: Why did you choose this segment?

A.S.: I was familiar with the market, with customers, with the tool itself and the technologies for its use, and my partner was well versed in metalworking and materials science. Our synergy made it possible to bring the idea to life – we created a company.

CTT: What were your first steps on this path?

A.S.: It all started with the fact that we began to make tools; independently created design, developed design documentation. For about two years, we just made and sold our products. But as soon as we developed our tool park, we also began to rent it out. This became the second direction of our business, but at the same time it caused a number of problems, first of all, receivables, because our market is specific, and many companies allowed themselves to delay payment. Oddly enough, large companies did it more often.

CTT: Where is the company's production base located?

A.S.: In Nefteyugansk. There is an office, a lathing and milling, and electroerosive machining workshop, heat treatment, coating, reassembly and testing areas.

CTT: What is the staff size?

A.S.: Today it is about 22–26 people.

CTT: Does the company have its own development laboratory?

У нас есть очень грамотный конструктор, который может делать механические и гидродинамические расчеты, разрабатывать конструкторскую документацию и строить 3D-модели. We have a very competent designer who can do mechanical and hydrodynamic calculations, develop design documentation, and build 3D models.

ВК: Имеется ли в компании собственное конструкторское бюро?

А.С.: КБ – это громко сказано, но у нас есть очень грамотный конструктор, который может делать механические и гидродинамические расчеты, разрабатывать конструкторскую документацию и строить 3D-модели.

ВК: Расскажите о номенклатуре выпускаемого компанией оборудования.

А.С.: У нас очень узкая специализация: скважинный инструмент для ГНКТ. Для аренды мы предоставляем промывочную КНК, КНК для фрезерования, КНК для гидropескоструйной перфорации, КНК для Plug & Perf на ГНКТ, ловильное оборудование (овершот, печати, магниты, ШМУ), поверхностное вспомогательное оборудование (SFF, PTP).

ВК: Перечислите, пожалуйста, основные операции, для которых предназначен инструмент Вашей компании.

А.С.: Фрезерование, промывки с увеличенной доходностью, с вибрационным инструментом, гидropескоструйная перфорация, ловильные работы, посадка пробок. Можно отдельно выделить Plug & Perf – это посадка пробок плюс гидropескоструйная перфорация.

ВК: Каковы Ваши правила сдачи оборудования в аренду?

А.С.: Поскольку мы не монополисты, то по арендным ставкам ориентируемся на рынок и примерно представляем, какие ставки для нас экономически жизнеспособны – по ним и работаем.

A.S.: Development laboratory? That's rather overstated, but we have a very competent designer who can do mechanical and hydrodynamic calculations, develop design documentation, and build 3D models.

CTT: Tell us about the range of equipment produced by the company.

A.S.: We have a very narrow specialization: Downhole tools for coiled tubing. For rent, we provide BHA for washover, BHA for milling, BHA for hydrosandblast perforation, BHA for Plug & Perf on coiled tubing, fishing equipment (overshot, impression tools, magnets, drilling junk basket), surface auxiliary equipment (SFF, PTP).

CTT: Please list the main operations for which your tools are intended to be used.

A.S.: Milling, washover with increased profitability, with vibrating tools, hydrosandblasting perforation, fishing, cork planting One can single out Plug & Perf – this is cork planting plus hydrosandblasting perforation.

CTT: What are your equipment rental policies?

A.S.: Since we are not monopolists, we are guided by the market in terms of rental rates and roughly imagine what rates are economically viable for us – and we work on them.

CTT: How is the production process organized?

A.S.: It all starts with roughing – machining the part with a heat treatment allowance, which includes quenching and tempering to bring the metal structure to the desired state. This is followed by the heat treatment itself and after it the

ВК: Как организован производственный процесс?

А.С.: Все начинается с черновой обработки – обработки детали с припуском под термообработку, которая включает в себя закалку и отпуск для приведения структуры металла в требуемое состояние. Затем следует сама термообработка и после нее чистовая обработка детали «в ноль». В качестве покрытия для новых изделий в зависимости от материала и назначения применяются фосфатирование, нитрация, цементирование либо покраска. Фосфатирование создает на поверхности металла защитную антикоррозионную и антизадирную пленку. Арендный и б/у инструмент мы покрываем быстросохнущей краской. Компания разработала политику маркировки, обеспечивающую отслеживание качества материалов от сырья до готового изделия. На участке сборки и тестирования производится окончательная сборка оборудования, а также опрессовка и функциональное тестирование. Каждое изделие имеет свой уникальный идентификационный номер, состоящий из артикула и серийного номера. Маркировка наносится пневматическим ударно-точечным маркиратором, что позволяет выполнить легко читаемые нестираемые надписи.

ВК: А как подтверждаются рабочие качества инструмента после сдачи в аренду?

А.С.: После каждой скважинной

Фосфатирование создает на поверхности металла защитную антикоррозионную и антизадирную пленку.

Phosphating creates a protective anti-corrosion and anti-seize film on the metal surface.

finishing of the part “to zero”. As a coating for new products, depending on the material and purpose, phosphating, nitration, cementing or painting is used. Phosphating creates a protective anti-corrosion and anti-seize film on the metal surface. We cover rental and used tools with quick-drying paint. The company has developed a labeling policy that

traces the quality of materials from raw material to finished product. At the assembly and testing area, the final assembly of the equipment is carried out, as well as pressure testing and functional testing. Each product has its own unique identification number, consisting of an article and a serial number. The marking is applied with a pneumatic impact dot marker, which makes it possible to make easily readable indelible inscriptions.

СТТ: And how are the working qualities of the tool tested after leasing?

А.С.: After each well activity, we do overhauling and maintenance, including checking the thread with gauges, checking the dimensions with a measuring tool, and conducting non-destructive testing. It is needed to detect discontinuities (cracks) in the metal of parts on serviced used equipment. We also provide services for the restoration of cutters and seals.

СТТ: Your today's report is devoted to import substitution. What is the priority for your company on this path: Unique developments or reverse engineering?

работы проводятся переборка и обслуживание, включающие проверку резьбы калибрами, проверку размеров мерительным инструментом, проведение неразрушающего контроля. Он нужен для выявления несплошности (трещины) металла деталей на обслуживаемом бывшем в употреблении оборудовании. Мы также оказываем услуги по восстановлению фрез и печатей.

БК: Ваш сегодняшний доклад посвящен импортозамещению. Что для Вашей компании в приоритете на этом пути: собственные оригинальные разработки или обратный инжиниринг?

А.С.: И то и другое. Есть простые инструменты – отвертки, молотки... Там что нужно? Длину ручки измерить или воспроизвести форму головы молотка. Скопируешь ты это или сам нарисуешь – не принципиально. А есть сложные инструменты, которые приходится разрабатывать самостоятельно, учитывая имеющиеся решения на рынке. Для копирования нужны либо чертежи, либо сам инструмент в руках, а поскольку ни того ни другого у нас нет, а мы просто понимаем принцип действия инструмента, нужно проводить достаточно серьезную опытно-конструкторскую работу по подбору материалов, тестированию и далее опытно-промышленные работы, и только потом продукт может быть коммерциализирован.

БК: А неразрушающий качественный химический анализ материалов не может помочь?

А.С.: Both. There are simple tools – screwdrivers, hammers... What is needed there? Measure the length of the handle or reproduce the shape of the hammer head. Whether you copy it or draw it yourself, it doesn't matter. And there are complex tools that have to be developed independently, taking into account the available solutions on the market. For copying, you need either drawings or the tool itself in your hands, and since we don't have either one, and we just understand the principle of the tool, we need to carry out quite serious development work on the selection of materials, testing and further experimental industrial work, and only then the product can be commercialized.

CTT: Can't non-destructive qualitative chemical analysis of materials help?

А.С.: This is true, if you have a sample in your hands. And if there is only a picture from the catalog and an approximate understanding of how it should work, then the materials need to be selected.

CTT: Does your company deal with standard alloys?

А.С.: We focus on what is used worldwide. The main structural steel is AISA 4140. We use its Russian very close analogue 40KhN2MA. This is for non-hydrogen sulfide resistant products. For hydrogen sulfide-resistant steels, we use domestically produced stainless steels, and, at the request of the customer, chromium-nickel alloys, also Russian ones.

CTT: How is the tactics of your company changing in the market in modern conditions?

А.С.: If earlier we thought about

А.С.: Это если у тебя в руках образец. А если есть только картинка из каталога и приблизительное понимание, как это должно работать, то тогда материалы нужно подбирать.

БК: Ваша компания работает со стандартными сплавами?

А.С.: Мы ориентируемся на то, что используют в мире. Основная конструкционная сталь – AISI 4140. Мы используем ее российский очень близкий аналог 40ХН2МА. Это для несерводородостойких изделий. Для серводородостойких мы используем нержавеющие стали отечественного производства, а по желанию заказчика – хромоникелевые сплавы, тоже российские.

БК: Как меняется тактика Вашей компании на рынке в современных условиях?

А.С.: Если раньше мы думали о западных рынках, то теперь, ясное дело, мы о них уже не думаем. Из экспортных направлений мы рассматриваем главным образом два региона – Ближний Восток и Африку. Продажа у нас идет по предоплате. Было несколько случаев, когда мы продавали по постоплате, но этот опыт мы больше повторять не намерены.

БК: Знакомы ли Вы с продукцией СЗАО «Новинка», входящего в Группу ФИД, возможно, конкурирующей с изделиями Вашего предприятия?

Для копирования нужны либо чертежи, либо сам инструмент в руках, а поскольку ни того ни другого у нас нет, а мы просто понимаем принцип действия инструмента, нужно проводить достаточно серьезную опытно-конструкторскую работу по подбору материалов, тестированию и далее опытно-промышленные работы, и только потом продукт может быть коммерциализирован.

For copying, you need either drawings or the tool itself in your hands, and since we don't have either one, and we just understand the principle of the tool, we need to carry out quite serious development work on the selection of materials, testing and further experimental industrial work, and only then the product can be commercialized.

with them at the same customer.

СТТ: What can you say about your customers?

А.С.: What to say about them? The guys are working and growing.

СТТ: Are your clients mostly

Western markets, now, of course, we don't think about them anymore. Of the export destinations, we mainly consider two regions – the Middle East and Africa. Our sales are prepaid. There were several cases when we sold on a postpaid basis, but we do not intend to repeat this experience any more.

СТТ: Are you familiar with the products of SZAO Novinka, which is part of the FID Group, possibly competing with the products of your company?

А.С.: This is a serious enterprise in terms of size and resources. I am not very familiar with their nomenclature, but I know that they have been on the market for a long time, and they initially had much more access to information than we do. The fact that we work in the same market is very possible. But I have not seen that we intersect

А.С.: Это серьезное предприятие по размерам и ресурсам. Я не очень хорошо знаком с их номенклатурой, но знаю, что они давно на рынке и у них изначально был гораздо больший доступ к информации, чем у нас. То, что мы работаем на одном рынке, очень возможно. Но я не встречал, чтобы мы с ними пересекались у одного и того же заказчика.

ВК: Что Вы можете сказать о Ваших заказчиках?

А.С.: Что о них сказать? Работают ребята, развиваются.

ВК: У Вас в заказчиках в основном большие компании или небольшие?

А.С.: У нас все – от тех, кто имеет всего одну колтюбинговую установку, до самых крупных игроков на рынке. У нас пока не заключены контракты, может быть, только с одной-двумя компаниями, и то они в процессе согласования.

ВК: Собирается ли Ваше предприятие расширять номенклатуру продукции?

А.С.: Мы постоянно это делаем. Непрерывно.

ВК: Какие технологии в сегменте колтюбинга Вы бы назвали самыми передовыми на сегодняшний момент?

А.С.: Например, скважинная видеокамера на ГНКТ, выдерживающая высокую температуру и давление, скважинные электронные датчики для работы в компоновке ГНКТ. В работах на ГНКТ в основном используют механический инструмент, но также можно плавно перейти от механических

Скважинный трактор – это хайтек, это круто. Бурение на ГНКТ – очень высокотехнологичная вещь.

A downhole tractor is high-tech, it's cool. Coiled tubing drilling is a very high-tech thing.

large companies or small ones?

A.S.: We have everything – from those who have only one coiled tubing unit to the largest players in the market. We don't have any contracts yet. Maybe we will sign

a contract with only with one or two companies, they are in the process of negotiation.

CTT: Is your company going to expand the range of products?

A.S.: We do it all the time. Continuously.

CTT: What technologies in the coiled tubing segment would you call the most advanced at the moment?

A.S.: For example, a downhole video camera on coiled tubing that can withstand high temperature and pressure, downhole electronic sensors for working in a coiled tubing assembly. Coiled tubing jobs mostly use mechanical tools, but it is also possible to seamlessly transition from mechanical to electrical tools. Or to some kind of electro-hydraulic... A downhole tractor is high-tech, it's cool. Coiled tubing drilling is a very high-tech thing.

CTT: Does your company plan to master the production of equipment for drilling on coiled tubing?

A.S.: So far, we're not looking into that. This project would need hundreds of millions of rubles.

инструментов к электрическим. Или к электрогидравлическим каким-нибудь... Скважинный трактор – это хайтек, это круто. Бурение на ГНКТ – очень высокотехнологичная вещь.

ВК: Планирует Ваша компания освоить выпуск оборудования для бурения на ГНКТ?

А.С.: Мы пока на такое не замахиваемся. Это сотни миллионов рублей.

ВК: Вы успешный человек. Какие советы Вы бы дали тем, кто тоже хочет добиться успеха?

А.С.: Утверждение неоднозначное – смотря в чем измерять успех. Но для людей, работающих по найму, хотел бы сказать, что если вы уже получили какой-то серьезный опыт, то подумайте о том, чтобы начать свое дело, а не сидеть на работе до пенсии. Потому что абсолютно любой опыт можно коммерциализировать. Для спокойствия можно начинать заниматься своим делом параллельно с работой и не переживать, что не получится. Самое важное – начать!

ВК: А как же риски?

А.С.: Риски были, есть и будут... Работаете ли вы по найму или занимаетесь своим делом. Важно ответить на вопрос: насколько вы хотите иметь свое дело?

ВК: Ваши пожелания коллегам – производителям, выпускающим оборудование.

А.С.: Самое главное – работать! Надеяться на Бога и самим не плошать.

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

CTT: You are a successful person. What advice would you give to those who also want to be successful?

A.S.: The statement is ambiguous – depending on how you measure success. But for people who are employed, I would like to say that if you have already gained some serious experience, then consider starting your own business, and not sitting at work until retirement. Because absolutely any experience can be commercialized. For peace of mind, you can start doing your own business in parallel with work and not worry that it will not work out. The most important thing is to get started!

CTT: What about risks?

A.S.: Risks were, are and will be... Whether you are employed or self-employed. It is important to answer the question: How much do you want to own your business?

CTT: Your wishes to colleagues – manufacturers producing equipment.

A.S.: The most important thing is to work! God helps those who help themselves.



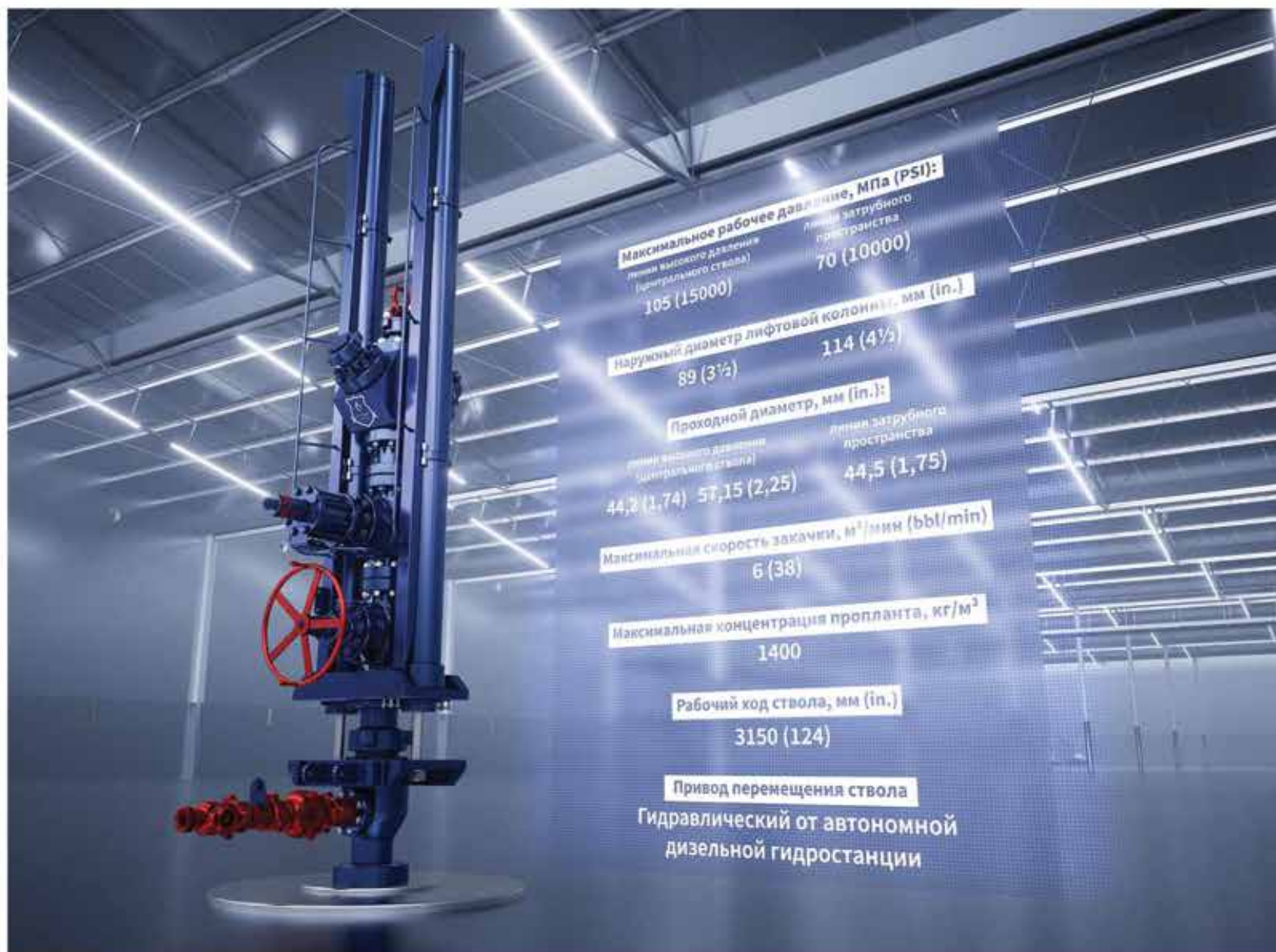
A. Сагайдачный выступает на Форуме
A. Sagaidachny speaking at the Forum

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



ПРОТЕКТОР ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

Универсальный протектор фонтанной арматуры предназначен для защиты устья скважины от высоких давлений и абразивных жидкостей при закачке под давлением до 1050 атм (15 000 psi) при отсутствии необходимости модернизации устья скважины с учетом давления разрыва пласта во время проведения работ.



Универсальный устьевой протектор для защиты устьевого оборудования от

- Высокого давления обработки при ГРП (до 1050 атм - 15000 psi)
- Эрозии, вызванной вследствие закачки больших объемов проппанта при многостадийных ГРП
- При многостадийных ГРП с большим количеством стадий и расходами жидкости
- Повреждения, вызванные в следствии коррозионной жидкости

ПРОТЕКТОР ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ



ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ

Бурение с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) находит все более широкое применение при освоении как новых, так и уже разрабатываемых зрелых месторождений. Заказчик в Ямало-Ненецком Автономном Округе реализует программу МГРП на газовых скважинах с большим объемом проппанта и давлением гидроразрыва до 105мПа, а существующее устьевое оборудование обычно рассчитано на 70мПа.

Заказчик обратился за техническим и экономически эффективным решением для безопасного последовательного выполнения работ МГРП в компанию Центурион Групп.

Устройство защиты устья скважины Протектор Фонтанной Арматуры с ходом штока 3,15 м было рекомендовано для производства работ по МГРП (12 стадий) с установкой и снятием протектора при давлении на устье скважины до 50мПа, выполнением закачки жидкости ГРП с общей массой проппанта до 250 тонн на стадию, с объемным расходом смеси до 5,5м3 в минуту и давлением закачки до 105мПа.

Мероприятия на скважине

Перед выполнением ГРП ПФА был установлен на верхнюю задвижку фонтанной арматуры с последующей его опрессовкой. Основной шток был спущен в полость открытой лубрикаторной задвижки с завинчиванием быстроразъемного соединения между корпусом протектора и базовым фланцем. Уплотнительные элементы штока были герметизированы под подвеской НКТ 89 мм.

После проведения всех стадий ГРП и демонтажа протектора инженерной командой Центурион Групп произведена ревизия состояния насадки протектора, полого штока и переходника с помощью ультразвукового толщиномера для замены изношенных элементов с последующей опрессовкой на 105 мПа.



Ценность для Заказчика

Применение Протектора Фонтанной Арматуры является эффективным решением для защиты устьевого оборудования от повреждений и разгерметизации во время проведения ГРП. Это позволяет сократить сроки освоения скважины и уменьшить негативное влияние на пласт. В целом, использование ПФА позволяет добиться максимальных показателей продуктивности скважины после проведения ГРП.

Наша цель – развить компанию до десяти флотов ГРП

Our Goal Is To Develop the Company to Ten Hydraulic Fracturing Fleets

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Е.С. Захаров, генеральный директор нефтесервисной компании «Альянс Сервис».

Беседа состоялась в кулуарах технологической встречи в Витебске, организованной Группой ФИД 26 июля 2023 года.



"Coiled Tubing Times" is interviewing E.S. Zakharov, General Director of the oilfield service company "Alliance Service".

The conversation took place on the sidelines of a technology meeting in Vitebsk organized by the FID Group on July 26, 2023.

Е.С. Захаров родился 15 июля 1978 года в Краматорске Донецкой области. В 1995 году окончил среднюю школу № 1 в Мегионе (ХМАО-Югра). В 2001 году окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», получив специальность «горный инженер». Карьеру начинал в компании «МеКаМинейт», где прошел путь от мастера по ГРП до главного инженера. С 2017 года по настоящее время – генеральный директор ООО «Альянс Сервис».

E.S. Zakharov was born on July 15, 1978 in Kramatorsk, Donetsk region. In 1995 he graduated from secondary school No. 1 in the city of Megion (KhMAO-Yugra). In 2001 he graduated from the Tyumen State Oil and Gas University with a degree in the development and operation of gas and gas condensate fields, having received the specialty of a mining engineer. He started his career at MeKaMineft, where he worked his way up from hydraulic fracturing master to chief engineer. From 2017 to the present – General Director of Alliance Service LLC.

«Время колтюбинга. Время ГРП»: Евгений Сергеевич, когда была создана компания «Альянс Сервис»?

Евгений Захаров: Наша компания действует с 2017 года. Недавно мы отпраздновали первый юбилей – пятилетие со дня образования. Я работаю в должности директора «Альянс Сервис» также с 2017 года, но не с момента образования – я возглавил компанию спустя полгода.

"Coiled Tubing Times": Evgeny Sergeevich, when was the Alliance Service company established?

Evgeny Zakharov: Our company has been operating since 2017. We recently celebrated the first anniversary – the fifth anniversary of its founding. I have been working as a director of Alliance Service since 2017, but not from the moment of formation. I took charge of the company six months later.

БК: Где базируется компания «Альянс Сервис»?

Е.З.: Территориально мы находимся в

CTT: Where is Alliance Service located?

E.Z.: Geographically, we are located



Ханты-Мансийском автономном округе, базируемся в городе Мегион.

ВК: Всего за пять лет компания стала одной из ведущих организаций на отечественном рынке нефтесервисных услуг. Какие именно услуги у Вас в приоритете?

Е.З.: «Альянс Сервис» специализируется на гидравлическом разрыве пласта и его инженерном сопровождении, гидropескоструйной перфорации. Мы также оказываем услуги по технологическому сопровождению крепления скважин хвостовиком, с муфтами ГРП, активируемыми селективным пакером.

ВК: Как я поняла, основная специализация компании

in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, based in the city of Megion.

СТТ: In just five years, the company has become one of the leading organizations in the domestic market of oilfield services. What kind of services do you prioritize?

E.Z.: Alliance Service specializes in hydraulic fracturing and its engineering support, hydrosand-blast perforation of borehole. We also provide services for technological support of well casing with a liner, with hydraulic fracturing sleeves activated by a selective packer.

«Альянс Сервис» специализируется на гидравлическом разрыве пласта и его инженерном сопровождении, гидropескоструйной перфорации.

Alliance Service specializes in hydraulic fracturing and its engineering support, hydrosand-blast perforation of borehole.

– это проведение ГРП. Сколькоими флотами ГРП располагает «Альянс Сервис»?

Е.З.: На данный момент у нас пять флотов ГРП, полностью укомплектованных по требованиям заказчиков.

БК: В каких регионах работает компания?

Е.З.: Работаем как в ХМАО, так и на Ямале.

БК: Если не секрет, кто Ваши заказчики?

Е.З.: У нас заключены прямые контракты с такими компаниями, как «Газпром нефть», «Роснефть», «Независимая нефтегазовая компания» (ННК). Также есть ряд небольших контрактов с некрупными заказчиками.

БК: Собирается ли компания расширять свои технические возможности в области ГРП?

Е.З.: В настоящее время мы заключаем контракты на 6-й и 7-й по счету флоты ГРП. Наша цель – развить компанию до десяти флотов ГРП. До пандемии и до всех геополитических потрясений мы ставили цель: один год – один флот. Этот план несколько сместился, но тем не менее на данный момент процесс технического дооснащения компании налажен.

БК: У каких производителей Вы закупаете оборудование?

Е.З.: Сейчас основные поставщики оборудования – это, конечно, китайские компании. Как бы там ни было, но в среднесрочной перспективе это безальтернативный вариант. Шестой флот мы заказали в Китае, сейчас он в процессе производства. Ну и часть оборудования производят российские компании. В частности, насосные

CTT: As I understand it, the main specialization of the company is hydraulic fracturing. How many hydraulic fracturing fleets does Alliance Service have?

E.Z.: At the moment, we have five hydraulic fracturing fleets, fully equipped according to our customers' requirements.

CTT: What regions does the company operate in?

E.Z.: We work both in KhMAD and Yamal.

CTT: If it's not a secret, who are your clients?

E.Z.: We have direct contracts with companies such as Gazprom Neft, Rosneft, and the Independent Oil and Gas Company. There are also a number of small contracts with medium-sized customers.

CTT: Is the company going to expand its technical capabilities in the field of hydraulic fracturing?

E.Z.: We are currently concluding contracts for the 6th and 7th hydraulic fracturing fleets. Our goal is to develop the company to ten hydraulic fracturing fleets. Before the pandemic and before all the geopolitical upheavals, we had set a goal: One fleet every year. This plan has somewhat shifted, but, nevertheless, at the moment the process of technical re-equipment of the company has been established.

CTT: What manufacturers do you buy equipment from?

E.Z.: Now the main suppliers of equipment are, of course, Chinese companies in the medium term, this is a non-alternative option. We ordered the sixth fleet in China, now it is in the process of production. Well, some of

установки мы заказываем в Китае, а практически все остальное оборудование закупаем уже российское.

ВК: Здесь, в Витебске, Группа ФИД презентовала свою независимую от импорта из недружественных стран насосную установку для ГРП. Каково Ваше мнение о ней?

Е.З.: Установка выглядит хорошо. Видно, что конструкторы постарались, что специалисты Группы ФИД стремятся к тому, чтобы установка стала полностью импортозамещающей.

ВК: В настоящее время все более популярными становятся высокорасходные ГРП. На каких видах ГРП специализируется «Альянс Сервис»: на традиционных или высокорасходных?

Е.З.: Мы применяем технологии самые разные. У нас уже имеется опыт и в высокорасходных ГРП. Буквально через неделю мы заезжаем на скважину, где будем производить высокорасходный многостадийный ГРП. У нас накоплен большой опыт работы на стандартных жидкостях ГРП. Но теперь, как для нас, так и для заказчика это будет первая скважина с 14-стадийным высокорасходным (с расходом 12 м³/мин) ГРП на полиакриламиде, с закачкой пропанта массой 150 тонн на каждую стадию.

ВК: Как у Вас проходит подготовка к таким сложным операциям?

Е.З.: Да, в общем-то, подход стандартный как к обычному ГРП, так и к высокорасходному. Просто бывает больше задействовано технических и людских ресурсов, но по сути

Как для нас, так и для заказчика это будет первая скважина с 14-стадийным высокорасходным (с расходом 12 м³/мин) ГРП на полиакриламиде, с закачкой пропанта массой 150 тонн на каждую стадию.

Both for us and for the customer, this will be the first well with a 14-stage high-flow (with a flow rate of 12 m³/min) hydraulic fracturing on polyacrylamide, with the injection of 150 tons of proppant per stage.

the equipment is produced by Russian companies. In particular, we order pumping units in China, and we buy almost all other equipment from Russia.

CTT: Here, in Vitebsk, the FID Group presented its hydraulic fracturing pumping unit, independent of imports from unfriendly countries. What is your opinion about it?

E.Z.: The setup looks good. It can be seen that the designers did their best, that the specialists of the FID Group strive to ensure that the unit becomes fully import-substituting.

CTT: Currently, high-flow hydraulic fracturing is becoming more and more popular. What types of hydraulic fracturing does Alliance Service specialize in: Traditional or high-flow?

E.Z.: We use a variety of technologies. We already have experience in high flow hydraulic fracturing. Literally in a week we will visit the well, where we will perform high-flow multi-stage hydraulic fracturing. We have accumulated extensive experience in working with standard hydraulic fracturing fluids. But now, both for us and for the customer, this will be the first well with a 14-stage high-flow (with a flow rate of 12 m³/min) hydraulic fracturing on polyacrylamide, with the injection of 150 tons of proppant per stage.

подготовительные и организационные вопросы мало чем отличаются.

БК: Как изменились Ваши подходы к работе в связи с санкциями?

Е.З.: Вне всякого сомнения, вся эта ситуация усложнила нашу жизнь. И не только нашу – всех российских сервисников. Отечественные производители оборудования, конечно, пытаются заместить тех производителей из недружественных стран, которые ушли с нашего рынка. Процесс идет, он виден невооруженным взглядом, но, как всегда, хочется получить всё и сразу. А это, к сожалению, нереально. Мы испытываем большие сложности в поставках оборудования, но по сравнению с прошлым годом, когда были усилены санкции, мы уже имеем очень серьезные подвижки. Отстраиваем новые логистические цепочки. Да, поставки становятся дороже и осуществляются дольше, но не бывает так, чтобы мы чего-то да не нашли.

БК: А на чьи плечи ложится «дороже и дольше»?

Е.З.: Это в основном ложится на плечи нашей компании. Но некоторые заказчики относятся с пониманием и рассматривают наши запросы на индексацию действующих договоров. Мы предоставляем все подтверждающие документы и обоснования для нашего запроса. Заказчики всё это рассматривают, производят расчеты и идут нам навстречу. Таким образом, были уточнены расценки и индексированы некоторые контракты.

БК: Некоторое время назад самая известная международная сервисная компания объявила о полном прекращении поставок

CTT: How are you preparing for such complex operations?

E.Z.: In general, the approach is standard for both conventional hydraulic fracturing and high-flow hydraulic fracturing. It's just that sometimes more technical and human resources are involved, but in fact the preparatory and organizational issues are not much different.

CTT: How have your approaches to work changed due to sanctions?

E.Z.: Without a doubt, this whole situation has complicated our lives. And not only ours – all Russian service workers. Domestic equipment manufacturers, of course, are trying to replace those manufacturers from unfriendly countries that have left our market. The process is underway, it is visible to the naked eye, but, as always, I want to get everything at once. And this, unfortunately, is unrealistic. We are experiencing great difficulties in the supply of equipment, but compared to last year, when sanctions were strengthened, we already have very serious progress. We are building new supply chains. Yes, deliveries become more expensive and take longer, but it doesn't happen that we don't find something.

CTT: And on whose shoulders does “more expensive and longer” fall?

E.Z.: This mainly falls on the shoulders of our company. But some customers are sympathetic and consider our requests for indexation of existing contracts. We provide all supporting documents and justifications for our request. Customers consider all this, make calculations and meet us halfway. Thus, prices were specified and some contracts were indexed.

оборудования и технологий в Российскую Федерацию. Как, по Вашему мнению, это скажется на отечественном нефтесервисе, учитывая, что данная компания считалась основным проводником новых технологий?

Е.З.: Я не думаю, что на нашем сегменте – ГРП – это сильно скажется. Но эта компания была глубоко интегрирована в сервисы по бурению, цементажу, инклинометрии... На всем, что касается бурения скважин, уход этой компании, наверное, скажется сильнее.

ВК: На рынке все более популярными становятся растворимые материалы, применяемые в технологиях ГРП, – шары, компоновки и т. п. Использует ли такие материалы «Альянс Сервис»?

Е.З.: Да, конечно. Львиная доля всех операций, производимых нашей компанией, – это многостадийные ГРП. И практически сто процентов из них проводятся на растворимых шарах.

ВК: Отечественного производства?

Е.З.: Да. У нас в России порядка четырех компаний выпускают такую продукцию. Пятой была ушедшая компания, о которой мы говорили выше.

ВК: Взяв курс на повышение экономической эффективности ГРП, компания «Белоруснефть» приняла решение вместо пропанта использовать кварцевый песок. В ближайшее время будет налажено его производство. Планируется также поставка этого расклинивающего агента на экспорт. Сможет ли, по Вашему

Львиная доля всех операций, производимых нашей компанией, – это многостадийные ГРП. И практически сто процентов из них проводятся на растворимых шарах.

The lion's share of all operations performed by our company are multi-stage hydraulic fracturing. And almost one hundred percent of them are held on soluble balls.

CTT: Some time ago, the most famous international service company announced a complete cessation of supplies of equipment and technologies to the Russian Federation. How, in your opinion, will this affect the domestic oilfield service, given that this company was considered the main conductor of new technologies?

Е.З.: I do not think that this will have a strong impact on our segment – on hydraulic fracturing. But this company was deeply integrated into drilling, cementing, inclinometry services... Everything related to drilling wells,

the departure of this company will probably have a stronger impact.

CTT: Soluble materials used in hydraulic fracturing technologies – balls, packages, etc. – are becoming more and more popular on the market. Does Alliance Service use such materials?

Е.З.: Yes, sure. The lion's share of all operations performed by our company are multi-stage hydraulic fracturing. And almost one hundred percent of them are held on soluble balls.

CTT: Is it domestic production?

Е.З.: Yes, it is. We have about four companies in Russia that produce such products. The fifth was the departed company, which we talked about above.

CTT: Taking a course to increase the economic efficiency of



мнению, пропант быть заменен песком или это неконкурирующие направления?

Е.З.: Я пока не готов обсуждать технические аспекты и сравнивать эти расклинивающие агенты по их прочностным и другим характеристикам, но такая замена, наверное, – наше неизбежное ближайшее будущее. У нас уже один из основных заказчиков вышел с предложением перейти, по крайней мере, частично, на кварцевый песок. Во-первых, это дешевле, а во-вторых, мощностей для производства пропантов в России недостаточно.

БК: А Китай?

Е.З.: Но пропанты же сюда привезти нужно, а это небыстро и недешево. Поэтому использование кварцевого песка в качестве расклинивающего агента – это очень интересная тема.

hydraulic fracturing, Belarusneft decided to use quartz sand instead of proppant. In the near future, its production will be established. It is also planned to supply this proppant for export. Can, in your opinion, proppant be replaced by sand or are these non-competing directions?

Е.З.: I am not yet ready to discuss the technical aspects and compare these proppants in terms of their strength and other characteristics, but such a replacement is probably our inevitable near future. One of our main customers has already come out with a proposal to switch, at least partially, to quartz sand. Firstly, it is cheaper, and secondly, there is not enough capacity for the production of proppants in Russia.

СТТ: And what about China?

Е.З.: But proppants need to be

Будем наблюдать за опытом коллег из «Белоруснефти». Однако по большому счету песок может оказаться хуже пропанта, поскольку он обладает выраженными абразивными свойствами, которые способны сказаться на оборудовании. В таком случае будет трудно избежать больших затрат именно на оборудование высокого давления.

БК: Какие технологии нефтегазового сервиса будут, по Вашему мнению, наиболее востребованы в ближайшем будущем?

Е.З.: Я думаю, будут интенсивно развиваться технологии ГРП с полиакриламидом. К примеру, в геологических реалиях месторождений «Белоруснефти» сложились идеальные условия для использования синтетических гелеобразователей. Наша компания по требованию заказчика тоже достаточно много работ выполнила с применением синтетических гелеобразователей. Заказчик доволен, экономический эффект получен, но тем не менее мы продолжаем анализировать результаты. На производство ГРП на полиакриламиде нам поступает все больше запросов.

БК: А что Вы можете сказать о вязкоупругих поверхностно-активных веществах для ГРП?

Е.З.: Они тоже могут быть эффективны в каких-то конкретных геологических условиях. Страна большая, где-то востребованы ПАВы и ВУПАВы, а где-то кислотные, азотные, пенные ГРП. Но в регионе, где мы сейчас представлены, это неактуально.

БК: Какие советы Вы могли бы дать коллегам-конкурентам из

brought here, and this is neither fast nor cheap. Therefore, the use of quartz sand as a proppant is a very interesting topic. We will observe the experience of colleagues from Belorusneft. However, by and large, sand can be worse than proppant, since it has pronounced abrasive properties that can affect equipment. In this case, it will be difficult to avoid high costs specifically for high-pressure equipment.

CTT: What technologies of oil and gas service will, in your opinion, be most in demand in the near future?

E.Z.: I think that polyacrylamide hydraulic fracturing technologies will be intensively developed. For example, in the geological realities of Belorusneft's fields, there are ideal conditions for the use of synthetic gelling agents. Our company, at the request of the customer, also performed a lot of work using synthetic gelling agents. The customer is satisfied, the economic effect is obtained, but, nevertheless, we continue to analyze the results. We receive more and more requests for the production of hydraulic fracturing on polyacrylamide.

CTT: What can you say about viscoelastic surfactants for hydraulic fracturing?

E.Z.: They can also be effective in some specific geological conditions. The country is large, somewhere in demand are surfactants and VES, and somewhere acid, nitrogen, foam hydraulic fracturing. But in the region where we are now represented, this is irrelevant.

CTT: What advice would you give to fellow competitors from other companies that also specialize in

других компаний, также специализирующихся на ГРП?

Е.З.: Мы все-таки стараемся воспринимать компании, аналогичные «Альянс Сервис», как коллег, а не как конкурентов. Со многими компаниями в нашем, в частности, регионе мы находимся в контакте. Вплоть до того, что если сотрудничаем на одном проекте, то даже помогаем друг другу оборудованием в случае каких-нибудь нестандартных ситуаций. Каждый сам за себя – политика для нас пагубная. Все-таки нужно действовать сообща, делиться какими-то хитростями: кто и где новые логистические решения нашел или аналоги оборудования. Если мы раньше были конкурентами, то сейчас, я считаю, неплохо было бы совместно искать решения по закупке оборудования, привлечению технологий и т. д. То есть не скрывать, я не говорю о конфиденциальной информации, свои наработки и решения, а если возможно, то делиться ими. В наше непростое время это было бы неплохо.

БК: Какую информацию Вы хотели бы видеть на страницах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»?

Е.З.: Хотелось бы по возможности видеть больше материалов по ГРП.

БК: Ваши пожелания коллегам-сервисникам.

Е.З.: Всем – безаварийной работы! И чтобы поскорее закончились трудные времена и всем нам стало жить легче.

Каждый сам за себя – политика для нас пагубная. Нужно действовать сообща, делиться какими-то хитростями: кто и где новые логистические решения нашел или аналоги оборудования.

Every man for himself: The policy is fatal for us. We need to act together, share some tricks: Who and where found new logistics solutions or equipment analogues.

hydraulic fracturing?

Е.З.: We still try to perceive companies similar to Alliance Service as colleagues, and not as competitors. We are in contact with many companies in our region, in particular. Up to the point that if we cooperate on the same project, we even help each other with equipment in case of any non-standard situations. Every man for himself: The policy is fatal for us. We need to act together, share some tricks: Who and where found new logistics solutions or equipment analogues. If we used to be competitors, now, I think, it would

be nice to jointly look for solutions to purchase equipment, attract technologies, and so on. That is, do not hide, I am not talking about confidential information, my achievements and solutions, and if possible, then share them. In our difficult time, this would be nice.

CTT: What information would you like to see on the pages of Coiled Tubing Times journal?

Е.З.: I would like to see more articles on hydraulic fracturing, if possible.

CTT: Your wishes to fellow service workers.

Е.З.: I wish you all trouble-free work! And so that difficult times end as soon as possible, and it becomes easier for all of us to live.

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.



«Белоруснефть» построит завод по производству фракционного песка

Источник информации: NEFT.by



И это станет одним из самых масштабных проектов компании по импортозамещению

Компания «Белоруснефть» построит собственный горно-обогащительный комбинат по производству фракционного кварцевого песка для технологии ГРП в Малоритском районе Брестской области. Масштабный инвестиционный проект нацелен на решение задач по импортозамещению.

Проект уникальный не только для компании. Для страны в целом. Новый промышленный объект позволит наладить производство фракционного кварцевого песка для проведения операций гидроразрыва пласта (ГРП), востребованного при разработке отечественных нетрадиционных месторождений. О ключевой сути

Новый промышленный объект позволит наладить производство фракционного кварцевого песка для проведения операций гидроразрыва пласта.



Денис Закружный

вопроса рассказал начальник управления скважинных технологий и сервиса компании «Белоруснефть» Денис Закружный: «Технология гидроразрыва пласта активно и успешно применяется в «Белоруснефти» для интенсификации притока углеводородов, обеспечивая рентабельную разработку запасов, в том числе трудноизвлекаемых. Ежегодно количество операций гидравлического разрыва пласта возрастает, сегодня мы вышли на рекордные значения. Это особенно актуально для нетрадиционных запасов I-III пачки Речицкого месторождения. Основной затратный материал при проведении ГРП – расклинивающий агент (пропант), который приобретается за пределами страны. Как удешевить процесс, используя потенциал отечественных полезных ископаемых, и тем самым выйти на импортозамещение и технологическую независимость?.. Задача, поставленная руководством компании: в качестве альтернативы подобрать местный расклинивающий материал природного происхождения, а для этого изучить белорусские месторождения. Подключили ученых БелНИПИнефть».

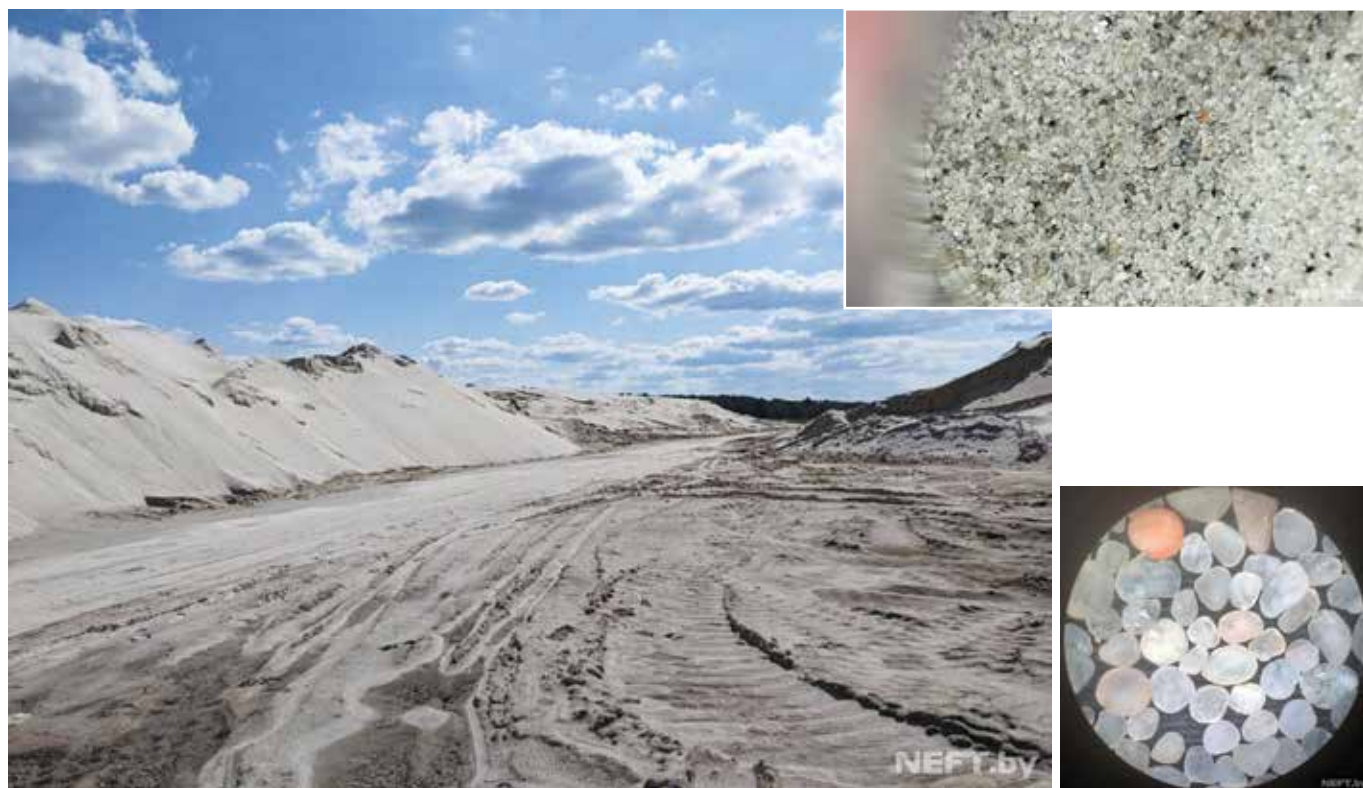
Найти песок в Беларуси – не проблема. А вот найти такой, который по характеристикам будет подходить под конкретные геолого-технические условия Речицкого месторождения, шанс «один из ста». Что дали поиски, рассказывает заведующий отделом техники и технологии воздействия на пласт БелНИПИнефть Дмитрий Ткачëв: «По сути, требуемого песка могло не оказаться в Беларуси. Был сделан запрос в Министерство природы и охраны окружающей среды. Точками нашего пристального интереса

Задача, поставленная руководством компании: в качестве альтернативы подобрать местный расклинивающий материал природного происхождения.

Песок должен быть определенной степени округлости и сферичности.



Дмитрий Ткачëв



стали 13 карьеров в разных регионах страны. Начинали с ближайших из соображений оптимальной логистики. Работали в связке с управлением скважинных технологий и сервиса, а также с управлением геологии и разработки месторождений центрального аппарата компании. Пробы были взяты везде, проведено свыше 300 анализов... В чем специфика: песок должен быть определенной степени округлости и сферичности. Чем ближе к шару, тем лучше. Самое главное – показатель сопротивления раздавливанию, его прочность. И вот единственное место, где удалось обнаружить песок, близкий к требуемым характеристикам, – Хотиславское месторождение в Малоритском районе Брестской области. Провели полный комплекс исследований, выполнили первичную разведку и последующую доразведку запасов, пробурилив 61 скважину и проанализировав около 300 проб песка (это 2000 анализов!). Вывод: с этим природным материалом можно работать в заданных условиях I-III пачки Речицкого месторождения. Но после обогащения. А для этого необходимо создание полноценного производства».

«Белоруснефть» заводы такого формата еще не строила. Но пришло и это время. По предварительным расчетам, использование белорусского песка при проведении ГРП сократит затраты на 30%. Для того чтобы выйти на очередной этап, довелось изучить технологию, которая применяется в стекольной промышленности, близкой к тому, что нужно в «нефтянке». Специалисты побывали на горно-обогатительных комбинатах Беларуси и России. О нынешнем этапе развития масштабных событий рассказывает Игорь Пырх, заместитель начальника НГДУ «Речицанефть», под началом этого управления компании и реализуется инвестиционный проект: «Заказчиком данного объекта строительства является НГДУ «Речицанефть». Проект предполагает реализацию трех

По предварительным расчетам, использование белорусского песка при проведении ГРП сократит затраты на 30%.



Игорь Пырьх

очередей строительства на месторождении «Хотиславское Западное», на разработку которого «Белоруснефть» получила права. Первая – строительство карьера, где будет вестись добыча полезного ископаемого, и автомобильной дороги к нему. Вторая – непосредственно горно-обоганительный комбинат, а это целый комплекс оборудования с производственными линиями мокрой и сухой классификации, расфасовкой песка в биг-бэги, газовым хозяйством, лабораторно-бытовым зданием, водозаборными скважинами и другими объектами инженерной инфраструктуры... То есть полноценное производство с созданием новых рабочих мест. И третья – ликвидация карьера, его рекультивация. Годовая производительность – 25 тыс. тонн готовой продукции, по 12,5 тыс. тонн каждой фракции: 30/50 и 40/70 меш. Генеральным проектировщиком объекта выступает БелНИПИнефть. Полностью ввести объект в строй планируется осенью этого года».

**Годовая
производительность –
25 тыс. тонн готовой
продукции, по
12,5 тыс. тонн каждой
фракции: 30/50
и 40/70 меш.**

В настоящее время идет поэтапный процесс разработки проектной документации, прохождения экспертиз, поставки оборудования из Китая. Тем временем ученые БелНИПИнефть продолжают исследования. Задача максимум – изучить возможности улучшения свойств песка с тем, чтобы расширить спектр его применения. И не только для ГРП на белорусских месторождениях, но и за пределами страны.

Реагенты для производства ГРП

Публикация подготовлена на основе сборника материалов X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», состоявшейся 29 июня 2023 года.

Исследование актуальности применения и критериев подбора составов буферных жидкостей

Л.А. Магадова, Е.Р. Золина, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Для добычи нефти низкопроницаемых коллекторов на Пальяновской площади Красноленинского месторождения используют горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта по технологии Plug & Perf. Однако при цементировании хвостовика могут возникнуть проблемы с качеством крепления цементного камня к породе и колонне из-за буровых растворов, применяемых при бурении.

Для осуществления горизонтального бурения, как правило, используются буровые растворы на углеводородной основе (РУО), так как они не снижают продуктивность разбуриваемого пласта, что чрезвычайно важно, когда скважина вскрывает пласт продольно [1].

Однако после применения подобных растворов на поверхности колонны и породе остается гидрофобная пленка. Для успешного цементирования после использования РУО необходимо применение буферных жидкостей, способных удалить пленку бурового раствора с поверхности породы и колонны и обеспечить высокую

адгезию цементного камня.

Главным критерием подбора буферной жидкости является ее соответствие реологическому соотношению [2]:

$$\begin{cases} \rho_{бр} \leq \rho_{бж} \leq \rho_{тр} \\ \eta_{бр} \leq \eta_{бж} \leq \eta_{тр} \\ \tau_{бр} \leq \tau_{бж} \leq \tau_{тр} \end{cases}$$

где $\rho_{бж}$, $\rho_{бр}$, $\rho_{тр}$ – плотности; $\eta_{бж}$, $\eta_{бр}$, $\eta_{тр}$ – эффективные вязкости;

$\tau_{бж}$, $\tau_{бр}$, $\tau_{тр}$ – динамические напряжения сдвига буферной жидкости, бурового раствора и тампонажного раствора соответственно.

Согласно промысловым данным, буферную жидкость для удаления пленки РУО эффективнее всего закачивать в скважину в виде нескольких пачек: моющей и вытесняющей. Одна пачка моет поверхность породы и колонны, вторая вытесняет все, что отмыла первая [3]. Моющая пачка обычно состоит из воды, растворителя (для растворения масляной части) и поверхностно-активного вещества (ПАВ). Вытесняющая – из воды, растворителя, вязкостного агента, утяжелителя, также в качестве вытесняющей пачки возможна закачка загущенной вязкостным агентом моющей пачки.

Возможно применение различных составов для буферных жидкостей, использующихся после РУО: Schlumberger Mudclean OBM, CW8, Mudpush II, WHT, Weatherford CLEARMAX™ Clean Plus Chemical, CLEARMAX-Vis Viscosifier, Baker Hughes MultiBond spacer, Halliburton Tuned® Prime™ Cement Spacer Полицелл ПОЛИЦЕМ СМ-РУО, ПОЛИЦЕМ ПБ. Составы представляют собой основы жидкостей, которые в дальнейшем модифицируются под требования потребителя.

Кроме проверки на соответствие соотношению (1), перед закачкой в скважину для жидкостей проводят оценку совместимости с буровыми и цементными растворами по

методике ISO 10426-2:2003 [4].

Таким образом, использование буферных жидкостей актуально при бурении на Пальяновской площади Краснотеневского месторождения. Главными критериями подбора буферной жидкости являются ее соответствие реологическому соотношению (1) и ее совместимость со скважинными жидкостями. Для достижения наибольшей эффективности необходимо учитывать условия конкретной скважины.

В дальнейшем будет предложен состав буферной жидкости и проведено исследование ее эффективности в условиях Пальяновской площади. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Моющая буферная композиция для улучшения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО / О.А. Кузнецов, Р.О. Кожевников, Е.Я. Мелешко, М.Т. Машаров // Бурение и нефть. – 2019. – № 9. – С. 31–33. – EDN FIDFKC.
2. Уханов Р.Ф. Совершенствование технологии применения буферных жидкостей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 51 с.
3. Дерендяев В.В. Оценка влияния различных составов и комплексов буферных жидкостей на плотность контакта тампонажного камня с сопредельными средами в межколонном пространстве / В.В. Дерендяев, П.В. Черепанов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 108–115. – EDN WJCVCC.
4. ISO 10426-2:2003. Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цемента для скважин: Международный (зарубежный) стандарт: дата принятия 2005-09-01 / Принявший орган CEN.

Катионный полиакриламид – альтернативное решение для ГРП на высокоминерализованной воде

Ю.А. Ткач, И.Р. Тимкин, И.А. Ибатуллин, ООО «ВеллПроп»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. Жидкости, эффективно транспортирующие пропант, при этом не загрязняя пласт, – одно из самых актуальных

направлений технологического развития ГРП. Долгое время жидкости разрыва на основе гуаровой камеди являлись основными, так как они обладают отличной песконесущей способностью. Однако сшитый полимерный гель на основе гуаровой камеди и ее производных имеет и

значительный недостаток: такие жидкости приводят к ухудшению фильтрационных свойств порового пространства пласта, происходит закупоривание пор остатками полностью не разрушенного полимерного геля, что приводит к снижению дебита скважины. Помимо этого, высокая вязкость сшитых полимерных систем, необходимая для удержания пропанта в объеме, усложняет процесс транспортировки пропанта глубоко в пласты с низкой проницаемостью и повышает энергетические затраты при закачке жидкости.

В сравнении с традиционными системами гидроразрыва на основе гуаровой камеди и ее производных синтетические гели имеют широкий потенциал к повышению эффекта извлечения нефти и снижению операционных затрат.

Преимущества использования гелей на синтетических гелеобразователях:

- высокая остаточная проводимость трещины (до 98 %);
- высокие песконесущие свойства при низкой вязкости геля;
- не требуются дополнительные мощности;
- упрощение операции ГРП (концепция одной добавки);
- большие длины трещины;
- уменьшение рабочего давления;
- возможность использования на холодной воде.

Нами были проведены тесты анионного и катионного полиакриламида на высокоминерализованной воде. По результатам исследования анионного ПАА с катионным ПАА на сеноманской воде, вязкость катионного ПААкратно выше вязкости анионного ПАА,

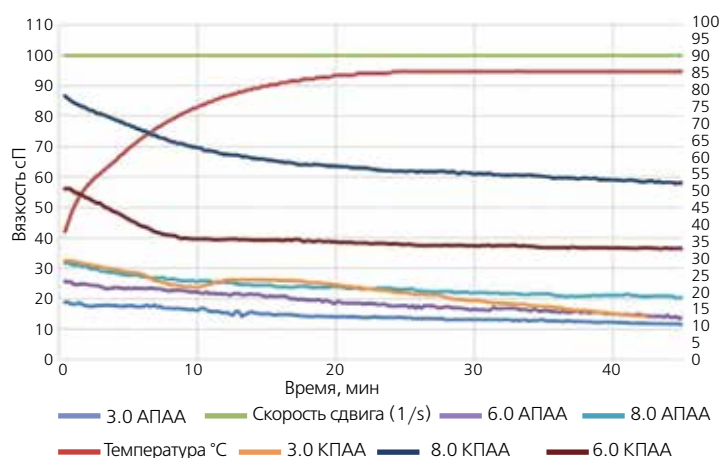


Рисунок 1 – Вязкость системы на анионном и катионном ПАА

следовательно, катионный ПАА менее подвержен воздействию растворенных солей (рис. 1).

По результатам тестирования для дальнейшего исследования был выбран катионный полиакриламид. Нами были проведены тесты влияния ионов на вязкость геля, на стабильность системы на поверхностной и высокоминерализованной воде, тесты на деэмульгацию, а также определение вязкоэластичных свойств системы.

По результатам исследования влияния ионов на вязкость системы было определено, что наибольшее влияние оказывают ионы железа и общая щелочность.

При тестировании на поверхностной воде были достигнуты необходимые результаты стабильности при загрузке полимера 3 кг/м³, при тестировании на высокоминерализованной воде – 5 кг/м³.

При исследовании деэмульгации получены удовлетворительные результаты, и разделение эмульсии более 90% происходит при концентрации деэмульгатора 1,5 л/м³.

Экономическая эффективность

применения полиакриламида обуславливается увеличением операционно-логистической эффективности и технологичности за счет использования меньшего числа добавок и дополнительного оборудования, задействованного в процессе проведения работ, а также за счет увеличения контура питания и притока пластового флюида увеличивается прирост дебита нефти по сравнению со стандартными системами.

Таким образом после проведенной работы можно сделать следующие выводы:

- за счет образования трещин с большей полудлиной происходит увеличение контура питания и притока пластового флюида в низкопроницаемых коллекторах;
- благодаря малой вязкости системы и специфики химической природы полимерной добавки (полная растворимость в воде, эффективная

деструкция) достигается высокая степень очистки трещины после ГРП и, как следствие, ее высокая остаточная проводимость;

- ввиду того, что катионный ПАА является понизителем трения, облегчаются работы в скважинах с большой глубиной и/или малым диаметром спущенных в скважину НКТ;
- практичность – удобство работы служб супервайзинга (более легкий контроль лабораторий, нет необходимости в тщательном подборе, не нужны сшивающие агенты, сокращение времени на подачу и т. д.).

Таким образом, мы можем сделать вывод, что катионный полиакриламид является достойной заменой стандартным системам на гуаровой камеди для проведения гидравлического разрыва пласта как на пресных водах, так и на высокоминерализованной воде. ☉

Исследование загущающей способности поверхностно-активных веществ в кислотных составах для кислотного гидроразрыва пласта

Л.А. Магадова, П.К. Крисанова, А.А. Филатов, Ю.В. Сотникова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) является широко применяемым методом интенсификации добычи пластового флюида карбонатных пластов [1].

Основой кислотных составов КГРП является соляная кислота, которая воздействует на стенки образованной трещины, что приводит к растворению карбонатной

породы пласта и предотвращению смыкания трещины после снятия избыточного давления нагнетания, возникающего в процессе проведения КГРП. Однако при отсутствии добавок соляная кислота обладает высокой реакционной способностью по отношению к карбонатным породам. Скорость реакции кислоты с породой повышается в условиях

высоких пластовых температур. Это также вызывает неравномерное распределение кислотного растворения по всей трещине, приводит к снижению глубины проникновения и повышению скоростных утечек кислоты. Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) позволяет решить данные трудности в процессе КГРП [2].

Объектом исследования является соляная кислота с массовой концентрацией 12%, содержащая 5% масс. добавки ПАВ. В качестве ПАВ использовались образцы олеиламидопропилдиметиламина (ОАПДА) и алкилдиметиламинооксидов, содержащих в углеводородной цепи от 12 до 18 атомов углерода (АДАО).

ОАПДА представляет собой промежуточный продукт получения олеиламидопропилбетаина на основе технической олеиновой кислоты. Данная технология является отработанной, что позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости в дополнительных капитальных затратах на производство.

Реологические свойства растворов исследовались с помощью ротационного вискозиметра Rheotest с использованием цилиндрического измерительного устройства S1. Исследования вязкостных свойств проводились при комнатной температуре.

В таблице 1 представлены значения эффективной вязкости соляной кислоты, содержащей 5% масс. ПАВ, от концентрации АДАО в добавке ПАВ.

Максимальными вязкостными свойствами характеризуется соляная кислота, содержащая в качестве загустителя смесь ПАВ, состоящую из 40% масс. ОАПДА и 60% масс. АДАО.

На рисунке 1 представлена

Таблица 1 – Реологические свойства кислотных составов

Содержание АДАО в смеси ПАВ, % масс.	Динамическая вязкость при 100 с^{-1} , мПа·с
0	207,1
30	294,8
50	298,5
60	359,4
70	300,5
80	185,8

зависимость межфазного натяжения кислотного состава на основе 5% масс. разработанной системы загустителя от концентрации ПАВ.

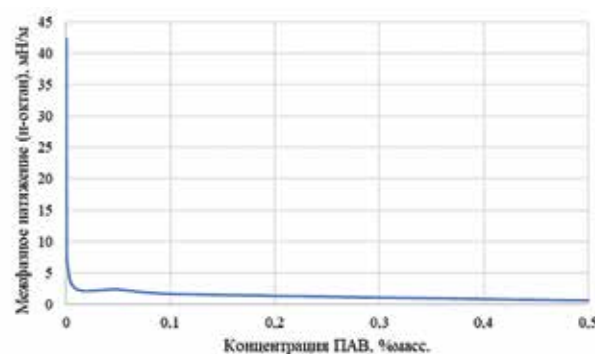


Рисунок 1 – Зависимость межфазного натяжения кислотного состава на границе с н-октаном от концентрации ПАВ

На основании данной экспериментальной зависимости была установлена критическая концентрация мицеллообразования: 0,00102% масс. Поскольку при добавке смеси ОАПДА и АДАО в количестве 5% масс. концентрация ПАВ значительно превышает критическую концентрацию мицеллообразования, то в данном случае в системе происходит образование мицеллярных структур.

Таким образом, повышение реологических свойств объясняется образованием смешанных мицелл

из двух типов ПАВ в результате снижения сил отталкивания одноименно заряженных частей молекул ПАВ одного типа.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том,

что исследованная система ПАВ на основе ОАПДА и АДАО может быть рассмотрена в качестве загустителя соляной кислоты для процессов интенсификации добычи пластового флюида карбонатных коллекторов. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Салимов В.Г. Гидравлический разрыв карбонатных пластов / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. – 472 с.
2. Murtada S.A. Integration of field, laboratory, and modeling aspects of acid fracturing: A comprehensive review / S.A. Murtada, A. Hassan, M. Mohamed, D. Mahmoud // SPE. – 2019. – Vol. 181. – 23 p.

О расчете утечек в пласт при гидроразрыве сжимаемой жидкостью

Р.Д. Каневская, О.Н. Кочуева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Гидроразрыв пласта – технология, которая применяется для создания трещин в горных породах, чтобы увеличить их проницаемость и улучшить поток газа или нефти. Одним из типов жидкости разрыва является жидкость на основе сжиженного углеводородного газа [1], такого как пропан или бутан. Эти газы обладают низкой вязкостью и способны легко проникать в пористую структуру горных пород, создавая трещины и увеличивая проницаемость пласта.

Основные особенности гидроразрыва пласта с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа:

- после применения жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа она быстро испаряется и возвращается в газообразное состояние. Это обеспечивает быстрое восстановление проницаемости пласта и позволяет начать добычу углеводородов в кратчайшие сроки.

- Сжиженные углеводородные газы не содержат вредных примесей, таких как соли или тяжелые металлы, которые могут загрязнять пласт или окружающую среду. Это снижает риск негативных экологических последствий и делает процесс более безопасным.

- В отличие от некоторых других технологий разрыва пласта, гидроразрыв с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа не требует большого количества воды. Это особенно важно в регионах с ограниченными водными ресурсами.

Гидроразрыв пласта с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа является сложным технологическим процессом, требующим проведения большого объема предварительных расчетов, для которых необходима разработка соответствующих математических моделей. Моделирование утечек в пласт в ходе гидроразрыва с

использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа имеет определенные особенности.

Одним из результатов работ, выполненных в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в рамках реализации национального проекта «Наука» и работы Научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», явилось исследование, направленное на совершенствование математического моделирования утечек в пласт в ходе гидроразрыва с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа [2].

Для расчета массовых утечек сжимаемой жидкости гидроразрыва через стенки трещины в пласт рассматривается решение нелинейного уравнения пьезопроводности с переменным граничным условием в одномерной постановке. Полученное решение можно интерпретировать как обобщение эмпирической формулы Картера [3]. Разработана численная модель распространения трещины ГРП в пористой среде, включающая два процесса: фильтрацию сжимаемой жидкости разрыва в пласте и ее течение внутри трещины. Задача рассматривается при постоянном давлении закачиваемой жидкости ГРП на забое скважины, при моделировании роста трещины используется модель Перкинса – Керна. В уравнении роста трещины учитываются фильтрационные утечки в пласт на основе найденного решения; принимается, что утечки определяются текущим давлением в трещине в каждом ее сечении.

На рисунке 1 приведены результаты численного расчета профилей давления жидкостей, слева – для вязкой жидкости ($\mu = 400$ мПа·с) и справа – для маловязкой жидкости ($\mu = 1$ мПа·с). По графикам на рис. 1 можно сделать вывод, что в случае течения маловязкой жидкости (рис. 1b) трещина будет расти значительно медленнее, чем при течении вязкой жидкости (рис. 1a). Проведенный сравнительный анализ результатов, полученных при расчете фильтрационных утечек на основе найденного решения, учитывающего рост давления в каждом сечении трещины от времени в ходе гидроразрыва по степенному закону, и по формуле Картера, показал, что утечки при гидроразрыве маловязкой жидкостью будут на порядок больше.

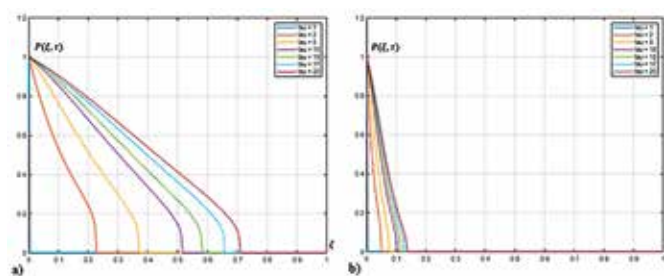


Рисунок 1 – Распределение давления в трещине $P(\xi, \tau)$ в зависимости от безразмерной координаты ξ в различные моменты времени τ

В случае высоковязкой жидкости гидроразрыва использование формулы Картера не приводит к сильному отклонению результатов от решения, полученного при использовании формулы утечек, предполагающей рост давления на границе в соответствии со степенной зависимостью от времени. Однако для маловязкой сжимаемой жидкости эти различия становятся более значимыми и при моделировании

ЛИТЕРАТУРА

1. СУГ для ГРП. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов / В.А. Цыганков, Л.А. Магадова, К.В. Стрижнев, А.В. Ненько // Деловой журнал Neftegaz.RU – 2019. – № 6. – С. 56 – 61.
2. Каневская Р.Д. О влиянии модели утечек в пласт при гидроразрыве сжимаемой жидкостью / Р.Д. Каневская, О.Н. Кочуева, Д. Д. Федюнина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 2 (595). – С. 25 – 30. – DOI 10.33285/2782-604X-2023-2(595)-25-30.
3. Carter R.D. Appendix I. Derivation of the general equation for estimating the extent of the fractured area / R.D. Carter // Drilling and Production Practice / Ed. by G.C. Howard, C.R. Fast. N.Y.: Amer. Petrol. Inst., 1957. – P. 267–268.

Исследование жидкостей для гидравлического разрыва пласта на основе поверхностно-активных веществ и полимеров

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

Наиболее распространенными системами для операций гидравлического разрыва пласта (ГРП) являются сшитые полимерные гели на водной основе [1]. Однако такие составы обладают рядом недостатков. Полимер склонен к адсорбции на поверхности породы и к коагуляции пор, что ведет к снижению фильтрационных характеристик [2]. Аналогичная проблема происходит при контакте фильтрата жидкости с глинистыми частицами из-за их гидратации и последующего увеличения объема частиц [4]. Исходя из этих факторов, очевидна актуальность исследования систем для ГРП, не обладающих подобными недостатками.

Аналогом полимерных систем могут служить жидкости для ГРП на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Они обладают меньшими вязкостными характеристиками по сравнению с полимерными составами, что благоприятно сказывается на

геометрии образующихся в ходе операции ГРП трещин. За счет высоких упругих свойств снижение вязкости систем не влияет на их высокие транспортирующие способности [3]. Также такие жидкости подвергаются деструкции при контакте с пластовыми флюидами [4] и стабилизируют глинистые пропластки за счет гидрофобизации поверхности глины путем адсорбции на ней молекул ПАВ [5]. Однако недостатком данных жидкостей является невозможность их применения в коллекторах с проницаемостью выше 100 мД из-за неспособности систем на основе ПАВ к образованию фильтрационной корки, что ведет к низкой эффективности таких составов как жидкостей гидроразрыва [6].

В ходе настоящего исследования разработаны жидкости для ГРП, в состав которых включены и ПАВ, и водорастворимый полимер (ВРП) с целью получения систем, обладающих преимуществами и

ПАВ, и ВРП и не обладающих их недостатками.

В ходе исследования изучалось влияние концентрации полимера в составе исследуемой жидкости при неизменной концентрации ПАВ на технологические характеристики. Для полученных составов проведены реологические испытания на реометре Anton Paar MCR 72 при температуре 20 °С. Также оценивалась песконесущая способность по степени осаждения пропанта в объеме исследуемых жидкостей от времени. Проведены исследования фильтрационных характеристик систем на фильтр-прессе Fann-HPHT.

Проведенные испытания показали, что добавление в состав с ПАВ полимера ведет к увеличению эффективной вязкости, при этом дальнейшее увеличение

концентрации ВРП, наоборот, приводит к уменьшению этого показателя до значений вязкости жидкости на основе ПАВ. При этом упругость системы при добавлении и последующем увеличении концентрации полимера непрерывно растет. Также выяснено, что введение в состав с ПАВ полимера и последующее увеличение его концентрации ведет к уменьшению степени оседания пропанта в объеме жидкости, что говорит об увеличении потенциальной транспортирующей способности системы. Введение и последующее увеличение концентрации полимера приводит к уменьшению объема фильтрата и скорости фильтрования на фильтр-прессе, что свидетельствует о влиянии концентрации полимера на мощность образуемой фильтрационной корки. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Магадова Л.А., Силин М.А., Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
2. Fu L. et al. Study of ethylenediammonium dichloride as a clay stabilizer used in the fracturing fluid // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2019. – Vol. 179. – P. 958–965.
3. Chieng Z.H. et al. Experimental investigation and performance evaluation of modified viscoelastic surfactant (VES) as a new thickening fracturing fluid // Polymers (Basel). MDPI AG, 2020. – Vol. 12. – № 7. – P. 19.
4. Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К., Бородин С.А., Фан Ву Ань. Беспolyмерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 5. – С.36–43.
5. Tariq Z. et al. Novel gemini surfactant as a clay stabilizing additive in fracturing fluids for unconventional tight sandstones: Mechanism and performance // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2020. – Vol. 195. – P. 107917.
6. Ghaithan A. Al-Muntasheri. A critical review of hydraulic fracturing fluids over the last decade // SPE paper 169552, 2014. – 25 p.

Разработка эластичного цемента для крепления горизонтальных скважин с МГРП

Л.Ф. Давлетшина, А.А. Стефанцев, П.А. Кутузов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах для

разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) позволяет увеличить объем углеводородов, вовлекаемых

в разработку. Одновременно с этим может возникнуть проблема нарушения герметичности скважины из-за проведения МГРП, так как цемент подвергается большим переменным нагрузкам, вследствие чего в нем появляются трещины. Для предотвращения разрушения крепи скважины возможно использование эластичных цементов, способных выдерживать подобного рода нагрузки.

Основные требования к цементным материалам для крепления скважин включают в себя: высокую седиментационную устойчивость; низкую водоотдачу; реологические характеристики, обеспечивающие нужную скорость закачки; низкую проницаемость цементного камня; адгезию к горной породе и металлу обсадной колонны и другие [1].

Для разработки состава предлагается использование полимерцементных композиций. За основу композиции планируется взять портландцемент (ПЦТ), который является крупнотоннажным продуктом и обладает хорошей совместимостью с разными наполнителями [2]. Цель создания полимерцементной композиции – совмещение свойств минерального вяжущего и полимерных материалов, а именно получение материала, обладающего не только высокой прочностью на сжатие, но и высокой прочностью на изгиб и растяжение [3]. Для оценки упруго-прочностных свойств тампонажного материала предлагается использование следующих стандартов: ASTM D3976 (прочность на растяжение при разрушении неповрежденных образцов керна горных пород) и ASTM C469 (определение статического модуля упругости и коэффициента

Пуассона цементного камня при сжатии) [4].

Помимо этого, тампонажный материал для крепления горизонтальных скважин с МГРП должен обладать стойкостью к переменным нагрузкам, поэтому необходимо исследование прочности при циклических нагрузках. Для этого предлагается оценивать прочность цемента, подвергая его нескольким циклам нагрузки до 30 МПа или больше в зависимости от условий проведения МГРП. Скорость нагрузки на образец 0,04 МПа/с [5].

Для создания переменных нагрузок возможно также использование специальной ячейки, в которой образец цемента будет находиться в воде. Далее в ячейку нагнетается давление до 30 МПа, через некоторое время осуществляется его стравливание. Периодическое повторение процессов нагнетания и стравливания давления позволит смоделировать циклические нагрузки на образец. Стоит отметить, что давление создается водой, в которой находится тестируемый образец, поэтому нагрузка будет действовать на всю площадь поверхности цемента.

Для разработки полимерцементной композиции будут выбраны следующие классы полимерных добавок: бутадиен-стирольный каучук, бутадиен- α -метилстирольный каучук, бутадиен-нитрильный каучук и латексы на их основе, полиамид [3, 6], резиновая крошка (отход шинного производства) [7], армирующие добавки (полипропиленовое волокно, кварцевая мука). Эти соединения достаточно распространены при создании полимерцементных

композиций для строительной отрасли [3].

Дальнейшая разработка и исследование эластичного цемента

позволит повысить эффективность проведения МГРП на горизонтальных скважинах, а также увеличит межремонтный период работы скважины. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Сергеев С. и др. Успешная изоляция горизонтальных хвостовиков с помощью цемента, разработанного для выдерживания механических нагрузок при многостадийном ГРП в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE – 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187698-MS> (дата обращения 25.05.2023)
2. Зварыгин В.И. Тампонажные смеси: учеб. пособие. – Красноярск: Сибирский фед. ун-т, 2014. – С. 216.
3. Полуэктова В.А. Полимерцементные и полимерные бетоны, бетонополимеры: учеб. пособие. – Белгород: БГТУ, 2018. – С. 107.
4. Susliakov I. et al. Well Cementing with Elastic Properties Cement Stone and Liner Rotation is the Key to the Successful Development of Hard-to-Recover or Tight Oil Reserves from Bazhenov Formation // SPE Annual Caspian Technical Conference. – Baku, 2019. – P. 10.
5. Jiawei K. et al. A Method Evaluating Cement Sheath Integrity by Damage Mechanics and Simulation // 52nd US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. – Seattle, 2018. – P. 7.
6. Contreras E. Q. et al. Novel Aromatic Polyamides and its Application in Enhancing the Integrity of Oil Well Cement Sheath // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. – The Hague, 2019. – P. 12.
7. Как прорвать баженовскую свиту // Добыча нефти и газа – НАНГС [Электронный ресурс] – 2017. – URL: <https://nangs.org/news/upstream/kak-prorvaty-bazhenovskuyu-svitu> (дата обращения 25.05.2023).

Оптимизация объема реагентов для обработки призабойной зоны скважин с ГРП в терригенных коллекторах

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

Необходимость повышения экономической и технологической эффективности работ по восстановлению продуктивности скважин с ранее проведенным гидравлическим разрывом пласта (ГРП) в терригенных коллекторах обусловлена ухудшением структуры запасов и увеличением доли ГРП в общем объеме реализуемых недропользователями геолого-технических мероприятий.

Целью данной работы являлось совершенствование применяемых на указанном фонде скважин технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ) путем установления



Рисунок 1 – Схема модели пласта

оптимальных объемов закачиваемых в пласт кислот на основе данных о геометрии трещины ГРП, характеристик используемых пропантов и реагентов.

В качестве основного метода исследования выбрали фильтрационные эксперименты, проводимые на составной модели пласта, включающей три стандартных образца керна

(месторождение Республики Башкортостан, продуктивные объекты терригенной толщи девона) и навеску пропанта, засыпаемую в кернадержатель перед входной поверхностью фильтрации.

Для оценки эффекта от закачки кислот определяли убыль массы пропанта и коэффициент восстановления проницаемости модели после воздействия. Фильтрационные эксперименты проводили на программно-измерительном комплексе для исследования фильтрационно-емкостных и электрических свойств керна ПИК-ОФП, навески пропанта до и после воздействия взвешивали на аналитических весах Radwag AS 220.R2. Для экспериментов использованы модифицированные грязевая (10% HCl + 2% HF) и соляная (10% HCl) кислоты, продавочная жидкость на основе раствора хлорида аммония (4% NH₄Cl), пропант магнезиально-кварцевый (фракция 16/20), модель пластовой воды (МПВ) плотностью 1170 кг/м³ и изовязкозная модель нефти месторождения с вязкостью 10,5 мПа·с при пластовой температуре 30 °С.

Перед исследованиями были проанализированы отчеты по ГРП на целевом объекте и определен его типовый дизайн, рассчитана средняя линейная скорость течения КС в трещине при ОПЗ и принята для фильтрационных экспериментов. Масса пропанта подобрана таким образом, чтобы глубина проникновения КС при максимальном исследуемом объеме закачки равнялась длине модели (12 см). Эксперименты проведены для $1V_{\text{ОПЗ}}$, $2V_{\text{ОПЗ}}$, $3V_{\text{ОПЗ}}$, $4V_{\text{ОПЗ}}$. В качестве

однократного объема ОПЗ ($1V_{\text{ОПЗ}}$) принимался трехкратный объем пустотного пространства трещины ГРП ($3V_{\text{ГРП}}$), состоящий из равных объемов солянокислотного состава, грязевой кислоты и раствора хлористого аммония:

$$V_{\text{ОПЗ}} = 3V_{\text{ГРП}} = V_{\text{HCL}} + V_{\text{HCL/HF}} + V_{\text{NH}_4\text{CL}}.$$

Эксперимент включал в себя следующие этапы:

1. Создание условий начальной насыщенности пластовыми флюидами. Насыщение образцов МПВ вакуумированием, сборка модели, создание термобарических условий пласта и создание остаточной водонасыщенности методом вытеснения.
2. Определение проницаемости модели по нефти k_1 . Фильтрация нефти через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении (моделирование фильтрации нефти из пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления.
3. Моделирование обводнения. Фильтрация МПВ через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления.
4. Определение проницаемости модели по нефти k_2 после обводнения. Фильтрация нефти через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления.
5. Моделирование глушения. Фильтрация жидкости глушения (раствор хлорида калия с плотностью 1050 г/см³) через модель пласта с постоянным расходом в обратном направлении (моделирование фильтрации

из скважины в пласт) до стабилизации перепада давления.

6. Моделирование кислотного воздействия. Последовательная закачка 10% HCl, 10% HCl + 2% HF, 4% NH₄Cl с постоянным расходом в обратном направлении. Выдержка в статическом режиме 2 часа.
7. Моделирование освоения. Фильтрация жидкости глушения через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления.
8. Определение проницаемости модели по нефти k_3 после воздействия. Фильтрация нефти через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления.
9. Разборка модели, взвешивание пропанта после воздействия и расчет коэффициентов восстановления проницаемости.

Результаты экспериментов представлены в табл. 1. Внешний вид пропанта после воздействия представлен на рис. 2.

Таблица 1 – Результаты экспериментов

Эксперимент	Проницаемость по нефти			Коэффициент восстановления проницаемости		Убыль массы пропанта
	Базовая (k ₁)	После обводнения (k ₂)	После обработки (k ₃)	После обводнения	После ОПЗ	
	10 ⁻³ мкм			безр.		
1	76,50	52,95	85,92	0,69	1,12	2,23
2	74,77	52,22	47,68	0,70	0,64	3,82
3	85,83	55,40	35,52	0,65	0,41	4,48
4	72,36	55,43	37,21	0,77	0,51	5,09

По результатам фильтрационных исследований установлено, что закачка КС в объеме 1V_{ОПЗ} приводит

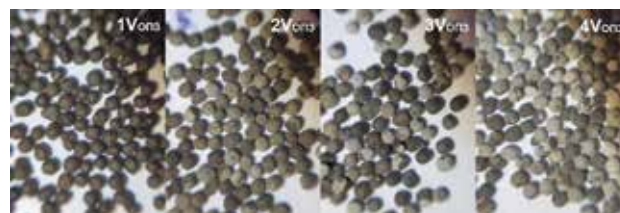


Рисунок 2 – Пропант после воздействия

к увеличению проницаемости на 12% относительно базовой, убыль массы пропанта – 2,23%. Дальнейшее увеличение объема приводит к снижению проницаемости, обусловленному деградацией пористой среды, и увеличению доли растворенного пропанта, разрушение которого подтверждается его внешним видом (осветление, нарушение целостности зерен).

На основании полученных в ходе исследования результатов, для условий рассматриваемого объекта, оптимальный объем реагентов определен как утроенный объем пустотного пространства трещины ГРП.

Составление дизайнов ОПЗ девонских продуктивных пластов Республики Башкортостан с учетом полученных данных позволило в 2021-2022 годах оптимизировать объем используемых реагентов и на 7–10 % увеличить прирост коэффициента продуктивности скважин после ОПЗ. Стоит отметить, что за счет снижения доли растворенного пропанта дополнительно предотвращается его вынос и негативное эрозионное воздействие на внутрискважинное и наземное оборудование. ☺

XII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

18+

31 октября —
3 ноября 2023



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



[GAS-FORUM.RU](https://gas-forum.ru)

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



X Международная (XVIII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»



В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 29 июня 2023 года прошла X Международная (XVIII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия». Мероприятие было организовано в двух форматах: очном и дистанционном (видеоконференция).

В конференции приняли участие представители вузов, НИИ и компаний, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности как на территории России, так и за рубежом.

В качестве генерального информационного партнера конференции выступил научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП».

Мероприятие проводилось в рамках реализации создания и развития научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика,

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

эффективное региональное использование недр и биоресурсов» при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300.

С приветственным словом к участникам конференции обратился заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доктор химических наук, профессор М.А. Силин. Он, в частности, сказал: «Я открываю конференцию уже в восемнадцатый раз. Двадцать лет назад, когда мы проводили первые конференции, то не думали, что они вызовут такой большой интерес и

станут традиционными. Но, к нашему счастью, конференция каждый год проходит с неизменным успехом». М.А. Силин проинформировал участников мероприятия о ходе развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», созданного три года назад консорциумом четырех ведущих вузов страны: Казанского (Приволжского) федерального университета, Сколковского института науки и технологий, Уфимского

государственного нефтяного технического университета и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Государственная поддержка и стабильное финансирование НЦМУ позволяют создавать и поддерживать постоянные коллективы исследователей и получать хорошие результаты. Кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ищет и находит пути внедрения результатов своих работ. «Стиль работы кафедры – доводить все наши разработки до скважины!», – резюмировал М.А. Силин. Еще один важный момент, на котором он заострил внимание – это юридическое наполнение разработанного советом по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе (СПК НГК) профессионального стандарта «специалист по нефтепромысловой химии». Документ получил поддержку кадровиков всех российских нефтегазовых компаний и в настоящее время находится на утверждении в Министерстве труда и социальной защиты РФ. «Надеемся, что будут преодолены бюрократические барьеры и утвержден отдельный профстандарт, по которому можно будет создавать учебные программы, а наши студенты смогут получить две фактические специальности: «химия» и «нефтегазовое дело». Ведь мы работаем на стыке двух наук, и в нашем активе – знание о скважине, пласте, призабойной зоне, оборудовании... И, конечно же, глубокое знание химии – коллоидной, органической, неорганической», –

**Стиль работы
кафедры –
доводить все наши
разработки до
скважины!**

подытожил М.А. Силин, поблагодарил всех за участие и предложил считать конференцию открытой.

Л.А. Магадова, директор НОЦ «Промысловая химия», профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, также поприветствовала участников. Огласив регламент мероприятия, она проинформировала о конкурсах, которые традиционно проводятся в рамках конференции «Нефтепромысловая химия» – это конкурс на лучший доклад, конкурс

на лучший доклад молодого специалиста, а также конкурс фоторабот «Красота месторождений».

Проблематика конференции была сфокусирована на следующих темах:

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

для добычи и транспорта нефти и газа;

- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

В мероприятии приняли участие 97 человек (53 – очно, 44 – дистанционно), представлявших 14 учебных заведений и академических институтов, а также 30 добывающих, сервисных компаний и отраслевых НИИ. Был заслушан и обсужден 21 доклад.

Первым озвучил свой доклад «Стабилизация асфальтеновых агрегатов в модельных системах толуол/гептан ультразвуковым воздействием» ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук В.Н. Курьяков.

Коллоидно-химические свойства ПАВ-хелатных композиций для стимуляции скважин охарактеризовал Т.И. Юнусов, аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Главный специалист ООО «Газпромнефть НТЦ» А.М. Елисеева рассказала об особенностях подбора деэмульгатора для процесса подготовки нефти на промысловом объекте.

Влияние структурно-группового состава и физико-химических свойств нефтей Ставропольского края и Дагестана на эффективность перекачки по магистральному трубопроводу описала студентка РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина К.Г. Калинин.

Доклад инженера первой категории

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Н.А. Климова был посвящен адаптации вязкоупругих составов для снижения приемистости при РИР в условиях экстремальных поглощений.

Ведущий технический эксперт ООО «ИФОТОП» А.Н. Рыжков раскрыл инновационные активные основы для ингибиторов коррозии на базе отечественных аминов, предназначенные для защиты внутрискважинного оборудования и трубопроводов различного назначения нефтяных и газовых месторождений.

А.С. Портнягин, научный сотрудник Института проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, представил исследование процессов образования гидратов природного газа в пористой среде из смеси растворов полимеров с нефтью и пластовой водой.

«Сшитые системы на основе полиакриламидов: закономерности образования и методы определения полноты сшивания» – так назывался доклад аспирантки Казанского национального исследовательского технологического университета Р.И. Гаффановой.

О производстве маловязкой углеводородной основы для буровых растворов в ПАО «Славнефть-Янос» рассказал Д.В. Борисанов, начальник лаборатории ПАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез».

Исследования свойств химических продуктов для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения ПАО «Татнефть» представил заведующий лабораторией отдела УНП «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина М.Р. Хисаметдинов.

Мировым опытом внедрения и

результатами полномасштабных проектов полимерного и ПАВ-полимерного заводнения поделилась ассистент подразделения «Нефть и газ» ООО «СНФ Восток» К.В. Каржавина.

Осадкообразующие составы для повышения нефтеотдачи пластов охарактеризовала А.В. Кладова, ведущий инженер филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в Перми.

О влиянии добавок модифицированных наночастиц оксида алюминия и слоистых двойных гидроксидов на свойства буровых растворов на водной основе рассказал студент Сургутского государственного университета О.Е. Роор.

Старший научный сотрудник ООО «Уфимский НТЦ» А.В. Фахреева выступила с докладом «Получение «жертвенных» ПАВ для ASP-заводнения на основе сульфатированных амидов жирных кислот таллового масла».

Цифровую технологию подбора нефтепромысловых химических реагентов охарактеризовал исполнительный директор ООО «ТЕТРАТЕК» Д.Е. Новиков.

Доклад «Катионный полиакриламид – альтернатива гуаровым жидкостям разрыва» озвучила Ю.А. Ткач, инженер-химик ООО «Веллпроп».

О влиянии анионного поверхностно-активного вещества на стабильность наночастиц TiO_2 и углерода рассказал аспирант Сургутского государственного университета Д.О. Зеленцов.

С докладом «Природные редуценты как активатор сульфатовосстанавливающих бактерий в буровых промывочных жидкостях»

выступила А.Н. Цуканова, старший преподаватель Ухтинского государственного технического университета.

О получении эффективного ингибитора коррозии на основе имидазолинов для применения в сероводородной, углекислотной и кислотной средах рассказала младший научный сотрудник РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.Д. Котехова.

Ф.Ф. Миннахметов, студент Казанского национального исследовательского технологического университета, дал оценку применения в лабораторных условиях низкомолекулярных поверхностно-активных веществ для транспортировки вязких нефтей.

Студент Казанского федерального университета А.Ш. Бурганов представил доклад «Лабораторное изучение процессов взаимодействия кислотных составов с терригенными коллекторами объектов ПАО «Татнефть».

Экспертная комиссия из числа авторитетных специалистов приняла решение о награждении в двух номинациях: «Лучший доклад конференции» и «Лучший доклад молодого специалиста».

Лучшим докладом конференции был признан

«Производство маловязкой углеводородной основы для буровых растворов в ПАО «Славнефть-Янос» Дмитрия Владимировича Борисанова, начальника лаборатории ПАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез».

Победитель удостоен бронзовой статуэтки «Умная сова» и книги

Мы работаем на стыке двух наук, и в нашем активе – знание о скважине, пласте, призабойной зоне, оборудовании... И, конечно же, глубокое знание химии – коллоидной, органической, неорганической.

М.А. Колланда «Промысловая химия в нефтегазовой отрасли» в переводе с английского под редакцией Л.А. Магадовой (Изд-во «Профессия», 2015).

Лучшим докладом молодого специалиста признан «Катионный полиакриламид – альтернатива гуаровым жидкостям разрыва» Юлии Александровны Ткач. Комиссия, несмотря на некоторые замечания, отметила, что было представлено новое направление, которое ярко осветило интересную тему. Ю.А. Ткач награждена книгой Люрье Л. Шрамма «Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли: состав, свойства, применение» (Изд-во «Профессия», 2018).

В фотоконкурсе «Красота месторождений» победила работа «Песец, Ярудейское месторождение» младшего научного сотрудника РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Александра Алексеевича Стефанцева, который в качестве приза получил книгу Е.А. Кирсанова и В.Н. Матвиенко «Вязкость и упругость структурированных жидкостей» (Изд-во «Техносфера», 2022).

Подвела итоги конференции профессор Л.А. Магадова. Она поблагодарила всех за участие и зачитала решение конференции, в котором было отмечено, что в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов, а также исследования механизма их действия, о чем свидетельствует, в

частности, как количество докладов и тезисов, представленных на этой конференции, так и все более широкое

В последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов, а также исследования механизма их действия, о чем свидетельствует все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли.

использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли. Особое внимание на конференции было уделено исследованию поверхностно-активных веществ и технологий, предназначенных для интенсификации добычи нефти и борьбы с осложнениями при добыче.

Отмечена актуальность и своевременность проведения конференции и хорошая организация ее работы. Решено продолжить сотрудничество в области разработки, производства, исследования и практического использования химических реагентов, обращая особое внимание на создание многофункциональных, экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов. Более широко привлекать к работе конференции студентов, работников нефтяных компаний и сервисных предприятий по нефтепромысловой химии. Информацию о выполняемых по решениям конференции работах размещать для всеобщего ознакомления на интернет-портале РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Предложено провести следующую, XI Международную (XIX Всероссийскую) научно-практическую конференцию «Нефтепромысловая химия» в июне 2024 года. ©



Геомодель



2024 Санкт-Петербург



Геонауки: современные вызовы и пути решений
11-я международная конференция

8-11 апреля 2024 года | Санкт-Петербург, Россия

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ ДО 15 НОЯБРЯ!

8 - 11 АПРЕЛЯ 2024 Г. | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

www.geomodel.ru

Победителем конкурса была признана работа младшего научного сотрудника РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Александра Стефанцева «Песец. Ярудейское газоконденсатное месторождение».



Красота месторождений



Работы участников фотоконкурса,
состоявшегося в рамках
X Международной
(XVIII Всероссийской) научно-
практической конференции
«Нефтепромышленная химия».

Автор идеи фотоконкурса «Красота
месторождений» – профессор
Любовь Абдулаевна Магадова.



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

**The 24th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

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



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

Январь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Февраль						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

Март						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Апрель						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

Май						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Июнь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

Июль						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Август						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Сентябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

Октябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Ноябрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

Декабрь						
пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



ICOTA
РОССИЯ



Контактная информация

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

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

Реклама

www.icota-russia.ru



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

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых мероприятиях в 2023 году

ВК № 3/85, сентябрь-2023

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
Рассылка электронной версии журнала руководителям и техническим специалистам нефтегазовых компаний, компаний нефтегазового сервиса и компаний – производителей нефтегазового оборудования	сентябрь-октябрь – 2023	Россия, Казахстан, Азербайджан, Туркменистан, Беларусь
Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК)	03-05.10.2023	Россия, Москва
XVII конференция «Нефтегазовый сервис в России» (НЕФТЕГАЗСЕРВИС-2023)	26.10.2023	Россия, Москва
Российский нефтегазовый технический конгресс (РНТК)	31.10-02.11.2023	Россия, Москва
12-й Петербургский международный газовый форум (ПМГФ-2023)	31.10-03.11 2023	Россия, Санкт-Петербург
XV специализированная выставка «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия»	15-17.11.2023	Россия, Самара
24-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	16-17.11.2023	Россия, Москва
Специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия. Красноярск – 2023»	24-26.11.2023	Россия, Красноярск
XVIII Межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»	21-22.03.2024	Россия, Новый Уренгой

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении
«Роспечати» в период проведения подписных
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

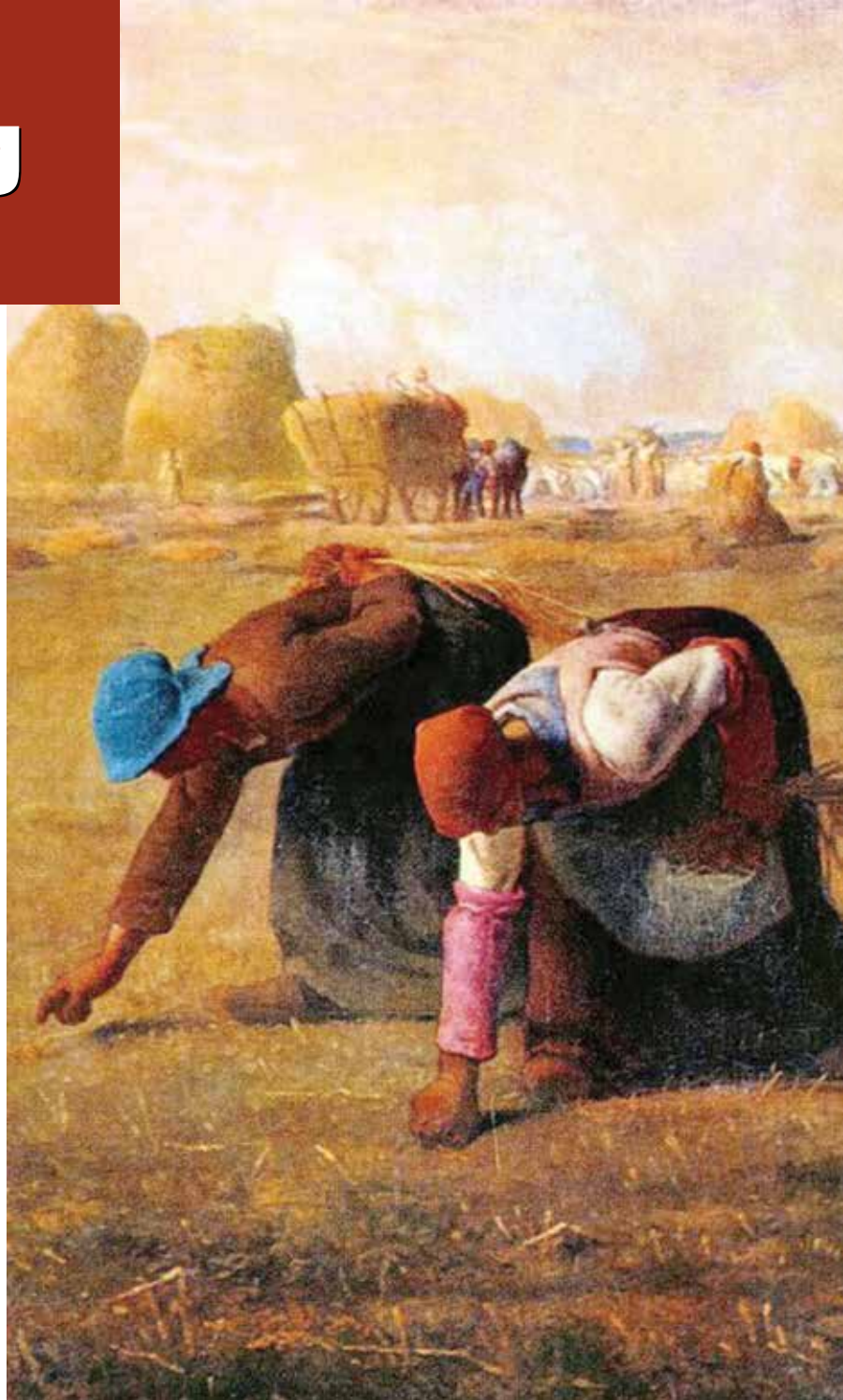
Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Жана-Франсуа Милле «Сборщицы колосьев»

Иван Пирч – директор ООО «Время колтюбинга»;
Никита Мамонтов – заместитель директора ООО «Время колтюбинга»
(mamontov@cttimes.org).

Редакция: **Рон Кларк** – почетный редактор (rc@cttimes.org);
Галина Булыка – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);
Григорий Фомичев, Христина Булыко – переводчики;
Наталья Михеева – выпускающий редактор;
Марина Куликовская – маркетинг и реклама (advert@cttimes.org);
Людмила Гончарова – дизайн и компьютерная верстка;

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Ivan Pirch – Director of Coiled Tubing Times LLC;
Nikita Mamontov – Deputy Director of Coiled Tubing Times LLC
(mamontov@cttimes.org).

Editorial Board: **Ron Clarke** – Honorary editor (rc@cttimes.org);
Halina Bulyka – Editor-in-chief (halina.bulyka@cttimes.org);
Gregory Fomichev, Christina Bulyko – translators;
Natallia Mikhayeva – Managing editor;
Marina Kulikovskaya – Marketing and advertising (advert@cttimes.org);
Ludmila Goncharova – Design & computer making up;

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**УСТАНОВКИ
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
АЗОТНЫЕ
КРИОГЕННЫЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



автоматизированное
управление



комплексные
решения



подтвержденное
качество



- 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