

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *limes*

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (060), Июнь / June 2017

Время колтюбинга / Coiled Tubing Times 2 (060)

13-Я ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СЗАО «ФИДМАШ»
13th FIDMASH'S CONSUMER CONFERENCE

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ
COILED TUBING DRILLING OPERATIONS

ТРАССЕРЫ НА КВАНТОВЫХ ТОЧКАХ
QUANTUM DOTS TRACERS

ЖИДКОСТЬ НА ОСНОВЕ ВЯЗКОУПРУГИХ ПАВ ДЛЯ ГРП
FLUID BASED ON VISCOELASTIC SURFACTANTS FOR HYDRAULIC FRACTURING

ОБОРУДОВАНИЕ ОТ СЗАО «НОВИНКА»
ДЛЯ ИННОВАЦИОННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

60





ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ ПРОГРЕСС

ООО «ТАГРАС–РЕМСЕРВИС»

- гидравлический разрыв пластов;
- колтюбинговые технологии;
- строительство скважин малого диаметра, водозаборных скважин;
- зарезка боковых и боковых горизонтальных стволов;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- стимуляция добывающих и нагнетательных скважин;
- производство химических реагентов для ПНП, кислотных композиций для ОПЗ, деэмульгаторов, растворителей АСПО, ингибиторов коррозии и солеотложений;
- услуги сопровождения работ по ликвидации внутрискважинных осложнений;
- инжиниринговые услуги.

Лауреат Премии Правительства Республики
Татарстан за качество 2015 года



Лауреат Премии Правительства Российской
Федерации в области качества 2016 года



**ЗАО СП
«МеКаМиннефть»**



**25 лет
на российском рынке**

**Мы предлагаем технологические решения,
полностью отвечающие потребностям
наших заказчиков**

Услуги с использованием ГНКТ

**Растепление
гидратных пробок**

**Очистка ствола скважины
и забоя от различных
отложений**

**Освоение скважин
азотом при помощи ГНКТ**



**Проведение ГПП с
применением ГНКТ**

Ловильные работы на ГНКТ

**Выполнение работ по
фрезерованию**

Азотно-пенные ГРП

Промывка скважин после ГРП

**Проведение ОПЗ и
интенсификации притока скважин**

**Проведение ГИС
с использованием ГНКТ**

тел. +7 (3466)406077
www.mecamineft.com
mecamineft@mecamineft.com
г. Нижневартовск, ул. Северная 39, стр. 27

Fidmarsh



Completion &
Production Solutions

**КАЧЕСТВО
И НАДЕЖНОСТЬ**

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmarshsales@nov.com, www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru, www.fidmarshnov.kz
Представительство в России «ФИДсервис»
Тел.: +7 916 281 15 53



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

The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

9–10 ноября 2017 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой
центр», «Выставочная»)

November 9–10, 2017
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: cttimes@cttimes.org

Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org

Контактное лицо: Екатерина Сакович,
менеджер по организации конференции



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. Яновский, д.э.н., профессор, заместитель Министра энергетики Российской Федерации

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;

К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер Департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберге»;

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтубинговых технологий»;

В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;

Н.А. Демяненко, к.т.н., ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»;

С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;

Е.Б. Лапотентова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;

В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;

А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;

М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);

Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;

Р.С. Яремийчук, д.т.н., профессор, академик РАЕН.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н.,

профессор, академик РАЕН; научные консультанты –

Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, директор

СЗАО «Новинка»; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник

компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, технический

директор компании NOV CTES; **А.В. Кустышев**, д.т.н.,

профессор.

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтубинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

редакцией журнала «Время колтубинга» и российским отделением Ассоциации специалистов по колтубинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. Yanovsky, Doctor of Economics, Professor, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation

EDITORIAL BOARD

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

Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Member of the International Higher Education Academy of Sciences;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft;

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

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

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);

V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

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

B. Vydrick, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";

R. Yaremychuk, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

S. Zagranichny, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering,

Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering,

Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. Pirsch**, Director of CJSC Novinka;

H.B. Luft, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service;

K. Newman, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**,

Doctor of Engineering, Professor.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and The Russian Chapter of ICoTA-Russia

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.

Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.

The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.

Registration number ПИ № 77-16977.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Новый (юбилейный!) номер нашего журнала выходит в ту пору года, когда происходит множество событий в жизни отрасли. Подводятся итоги – конечно же, промежуточные, на марше, потому что технологии и техника непрерывно развиваются. Строятся тактические и стратегические планы. Редакция «Времени колтюбинга. Времени ГРП» старается отслеживать важные изменения и приращения. Наша аналитическая группа подготовила материал «Каждая компания должна решить, стоит ли ей идти в инновации» на основе главной секции Национального нефтегазового форума – 2017. Мы постарались выделить главные стратегические векторы развития российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Читайте!

Традиционно весной в Хьюстоне проходит конференция и выставка по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, организуемая SPE/ICoTA. В номере мы публикуем аннотации докладов, наиболее актуальных для русскоязычной части нашей читательской аудитории. Тематику прогрессивных технологий поддерживают статьи, посвященные работам по бурению скважин с ГНКТ (от компании NOV), и «Диагностика и мониторинг скважин с помощью трассеров на квантовых точках», представленная группой российских авторов.

Обзор 13-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, организованной СЗАО «ФИДМАШ», познакомит вас с достижениями и планами единственного предприятия в СНГ, которое с таким качеством и с таким широким спектром по продуктовой линейке способно закрыть потребности компаний, занимающихся нефтегазовым сервисом. Как сказал один из гостей конференции, именно на таком оборудовании и надо работать!

Технику для инновационных колтюбинговых технологий представляет в номере и инжиниринговая компания СЗАО «Новинка», конструкторским бюро которого создано оборудование для направленного бурения, гидромониторного и кислотоструйного бурения, эжекторной очистки скважин, спуска геофизических приборов с целью исследования скважин, а также широкая номенклатура элементов соединительных компоновок, скважинного инструмента для промывки скважин и проведения аварийных работ.

Высокотехнологичному нефтегазовому сервису для высокого полета необходимы два крыла: технологии и техника. Эти два основных направления – крылья и нашего журнала. Новейшим технологиям и инновационной технике будет посвящена 18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», основным организатором которой является журнал «Время колтюбинга. Время ГРП». Конференция состоится в Москве 9–10 ноября 2017 года. Анонсом мероприятия открывается № 60 «ВК».

Число 60, несомненно, значимо для жизни человека. Задумываюсь: «А для журнала?» И сам себе отвечаю вопросом на вопрос: «Стоит ли подводить итоги в процессе движения вперед?»

Рон Кларк



EDITORIAL

The new (*jubilee*) issue of our journal is being published in the season packed with events which determine the life of our industry. This is a season for reviewing the results, such results never being final or ultimate because the technologies never stop developing. This is also a season for new tactics and strategies. Our editorial team always makes sure that it has a close watch on the crucial changes and innovations. Our analysis team has based its report Each company should choose whether to pursue innovations on the materials presented at the main session of the National Oil and Gas Forum 2017. We have made an attempt to single out the major strategic development vectors of the Russian high-technology oil and gas service. Read it!

Traditionally, spring is the time for the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in Huston. You will find in the journal summaries of the reports which are most relevant for the Russian speaking readers. Advanced technologies have become the subject of the articles on coiled tubing drilling (by NOV Company) and Production Logging using Quantum Dots Tracers contributed by a group of Russian authors.

The summary of the 13th Consumer Conference on the operation of coiled tubing equipment, cementing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing hosted by FIDMASH will present to you the achievements and plans of the only undertaking in the CIS which makes it possible, with the quality and range of its products, to satisfy the needs of the companies engaged in the oil and gas service. According to one of the guests of the conference, this is the equipment worth working with!

Machinery for the cutting-edge coiled tubing technologies is promoted in the issue by CJSC Novinka, an engineering company whose design engineering department created equipment for controlled drilling, water-jet and acid-jet drilling, ejector well cleanout, running geophysical tools into the well for surveying purposes, as well as a wide range of components for assembled units, downhole tools for well cleanout and emergency services.

High-technology oil and gas service may only fly high with two wings, these wings being technologies and machinery. These two ingredients give wings to our journal, too. The advanced technologies and state-of-the-art machinery are also going to be the key item on the agenda of the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference hosted by the Coiled Tubing Times. The Conference is to be held in Moscow on 9–10 November 2017. This event is announced at the opening pages of the CTTimes No. 60.

60 is a significant figure in terms of the human life. I ask myself, whether it has the same meaning for a journal. My reply to this question can only be interrogative, “Is it worth while making conclusions while still on the move?”

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 Навстречу 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

12 Каждая компания должна решить, стоит ли ей идти в инновации (По материалам Национального нефтегазового форума – 2017)



22 Именно на таком оборудовании и надо работать! (13-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»)



ТЕХНОЛОГИИ

32 А.С. Захарова
Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ



40 В.В. Горин
Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП за одну спуско-подъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «Манжетный ПАКЕР»



42 Андрей Гурьянов, Александр Каташов, Кирилл Овчинников
Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках®

52 Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ ICoTA 2017 по колтюбингу и внутрискважинным работам (Часть 1)

ПРАКТИКА

58 Производственные мощности ГНКТ
ЗАО СП «МеКаМиннефть»

60 Андрей Закревский
Первый гидроразрыв пласта в обновленной «Укргаздобыче»

64 Мы расширяем спектр геофизических технологий, используемых с ГНКТ (Беседа с М.С. Валиуллиным, главным инженером ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»)

68 Будущее – за интеллектуальными технологиями (Беседа с А.В. Аксеновым, директором ООО «ИНК-ТКРС»)

НАУКА

72 И.З. Денисламов, А.Р. Камалтдинов, Г.И. Денисламова
Режимная эксплуатация пластов и подземного оборудования нефтяных скважин

ОБОРУДОВАНИЕ

82 Оборудование для инновационных колтюбинговых технологий

86 С.А. Гуськов, А.М. Овсянкин
Строительство началось

ФИНАНСЫ

90 Гарантируем стабильность, порядочность и качественный ресурс (Беседа с Р.Я. Игиловым, коммерческим директором лизинговой компании ООО «Техностройлизинг»)

92 Руслан Игилов
Комплексное страхование для предприятий нефтегазового комплекса

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

95 М.А. Силин, Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, П.К. Крисанова, С.А. Бородин
Технологическая жидкость на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ для проведения гидроразрыва пласта



КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

104 **Ю.А. Балакиров**
Перфорационные
работы без применения пулевых
перфораторов и пороховых
зарядов различного исполнения
и другие этюды

108 **Конференции
и выставки**

118 **Красота
месторождений**

(Фотографии предоставлены
Константином Яровым,
ПАО «Укргаздобыча»)



123 **Анкета «Времени
колтюбинга»**

PROSPECTS

6 Towards the 18th International
Scientific and Practical Coiled
Tubing, Hydraulic Fracturing and Well
Intervention Conference

12 Each Company Should
Choose Whether to Pursue
Innovations (Following the National Oil
and Gas Forum 2017)

22 It Is the Equipment that We
Have Been Waiting for!
(13th FIDMASH'S Consumer Conference)

TECHNOLOGIES

32 **A. Zaharova**
Performing of Coiled Tubing
Drilling Operations

42 **Andrey Gurianov, Alexander
Katashov, Kirill Ovchinnikov**
Production Logging Using Quantum
Dots Tracers®



52 SPE/ICoTA Coiled Tubing &
Well Intervention Conference
& Exhibition 2017 Abstracts (Part 1)

PRACTICE

60 **Andrey Zakrevskiy**
First Hydraulic Fracturing in
Newborn Ukrghasdobycha



64 We Are Expanding the Range
of Geophysical Technologies
Used with CT (Interview with
M. Valiullin, Chief Engineer of the Company
"PKF" GIS Nefteservis")

68 The Future Belongs to Smart
Technologies (Interview with
A. Aksenov, Director of INK-TKRS LLC)

SCIENCE

72 **I. Denislamov, A. Kamaltdinov,
G. Denislamova**
Mode Operation of Reservoirs and
Downhole Equipment in Oil Wells

OILFIELD CHEMISTRY

95 **M. Silin, L. Magadova, D. Malkin,
P. Krisanova, S. Borodin**
Fluid Based on Viscoelastic
Surfactants for Hydraulic Fracturing

118 **The Beauty of Oilfields**
(The photos are published
by courtesy of Ukrghasdobycha. Author:
Konstantin Yarovoy)

123 **Coiled Tubing Times
Questionnaire**

18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится 9–10 ноября
2017 года в Москве.**

Организаторы: российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (г. Москва).

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

Структура мероприятия: на 9–10 ноября запланированы шесть технических секций.

Их тематика:

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

9 ноября. Торжественный прием, в рамках которого состоится вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия).

10 ноября. Круглый стол «Высокотехнологичный нефтегазовый сервис в современных условиях: технологии и оборудование».

9–10 ноября. Выставка. Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

**The conference will be held on November
9–10, 2017 in Moscow.**

Organizers: the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), Scientific and Practical Coiled Tubing Times Journal and NP Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow)

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

Venue: Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, “Delovoy Tsent” / “Vystavochnaya” metro station).

Structure of the event: six technical sessions are planned for November 9–10.

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.).

November 9. Welcome Reception.

The Intervention Technology Award established by the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) will be presented to the selected companies.

November 10. Round table «High-tech oilfield service in the present-day context: technologies and equipment».

November 9–10. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English.

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

The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

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

На 18-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org

Контактное лицо: Екатерина Сакович,
менеджер по организации конференции.

Simultaneous interpretation will be provided.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

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

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

At the 18th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)

Mobile: +7 (968) 356-34-45

Fax: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org/en/

Contact person: Jekaterina Sakovich,
Conference Manager

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

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *times*

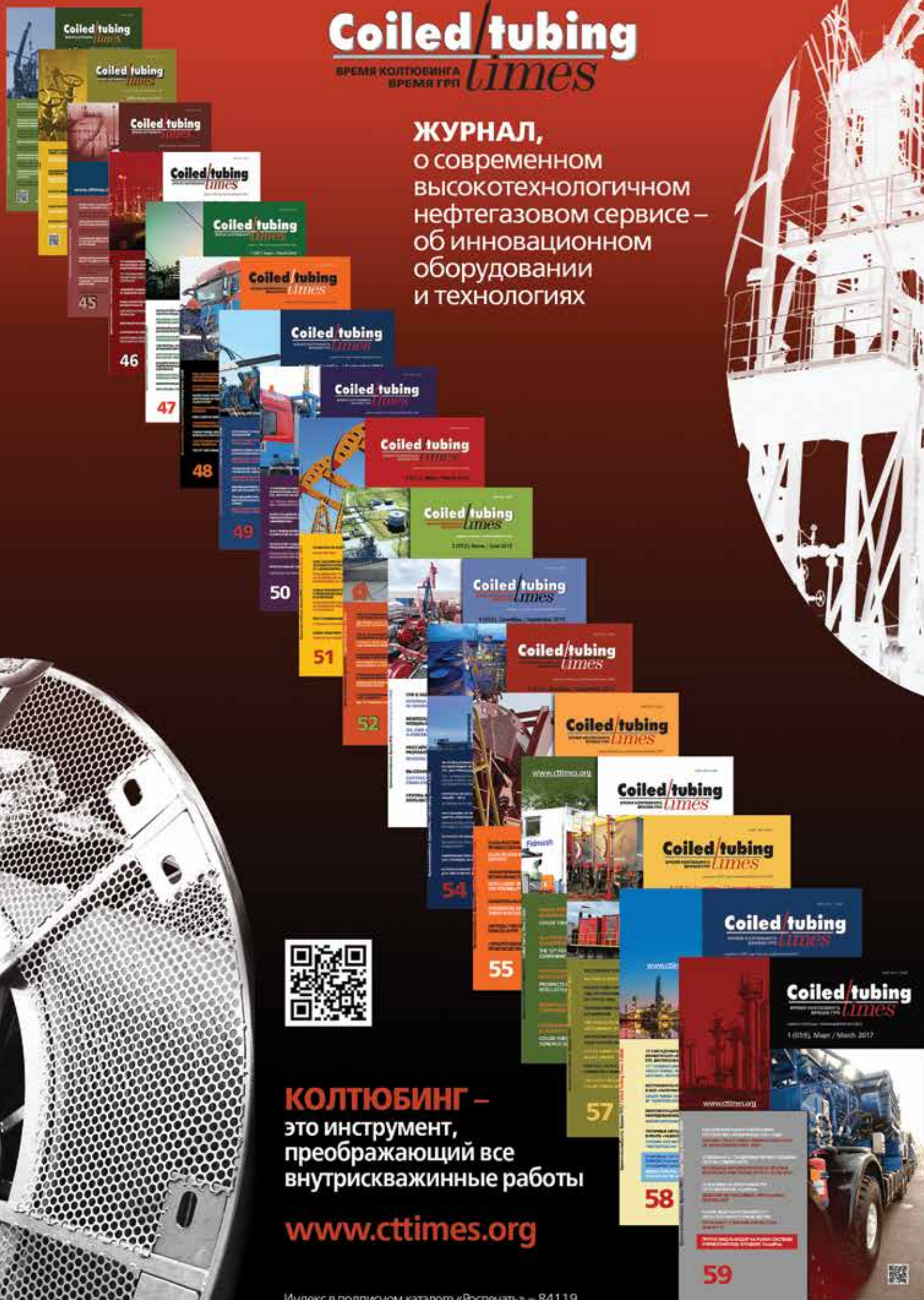
ЖУРНАЛ,
о современном
высокотехнологичном
нефтегазовом сервисе —
об инновационном
оборудовании
и технологиях



КОЛТЮБИНГ —
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подлинном каталоге «Роспечать» — 84119



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

18-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСВЯЖИНЫЕ РАБОТЫ»

9–10 ноября 2017 г.

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

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. *Поля, обязательные для заполнения

*Фамилия *Написание по-английски
*Имя *Написание по-английски
*Отчество
*Должность
Написание по-английски
*Компания
*Адрес электронной почты *Телефон
*Факс
Почтовый адрес

2. Пожалуйста, отметьте формат участия: конференция, выставка.

9–10.11.2017 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 70 800 руб. ☐

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 63 720 руб. ☐

Характер доклада определяет программный комитет конференции

При регистрации 3-х и более участников от одной организации – скидка 7%

Регистрационный взнос с одного человека65 844 руб. ☐

Для участников конференций 2009–2016 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....67 260 руб. ☐

Регистрационный взнос включает: участие делегата в технических секциях, кофе-брейках, обедах, ужинах, вечернем приеме, посещение выставки, а также раздаточные материалы конференции и презентации докладчиков на flash-носителе.

Для заочных участников..... 11 800 руб. ☐

Все цены включают НДС (18%)

Пожалуйста, укажите формат участия и укажите сумму выбранного Вами регистрационного взноса:

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		

Гостиница «Новотель»

Адрес: Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

Бронирование номеров: +7 495 705-94-86

APPLICATION FORM
The 18th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
November 9–10, 2017

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

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name

*First Name

*Position

*Company.....

.....

*E-mail

*Telephone

*Fax

Mail

Please, select your participation option: conference, exhibition.

9–10.11.2017 – CONFERENCE

Registration fee:

For delegates..... \$1490 ☐

For reporters (Non-advertizing reports).....\$600 ☐

The nature of the report is defined by the Program Committee of the conference

3 or more participants from one organization have a 7% registration discount

Registration fee for one person\$1380 ☐

The participants of the conferences in 2009–2016 have a 5% registration discount

Registration fee for one person/\$1410 ☐

Registration fee includes: participating in the technical sections, coffee breaks, lunches, dinners and evening reception, touring of the exhibition as well as getting conference handouts and presentations of reports on a flash-drive.

All prices include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Delegate of the conference		
Delegate and reporter of the conference		
Correspondent participant of the conference		

Novotel Hotel

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

Reservation service: +7 495 705-94-86

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

26–29 июня 2018

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.mioge.ru

НОВАЯ ПЛОЩАДКА –
ТРАДИЦИОННЫЕ ДАТЫ



RPGC
Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

26–27 июня 2018

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

Каждая компания должна решить, стоит ли ей идти в инновации

Each Company Should Choose Whether to Pursue Innovations

По материалам Национального нефтегазового форума – 2017

Following the National Oil and Gas Forum 2017

Второе название и девиз Национального нефтегазового форума – 2017 – «Технологическая оснащенность и инновационный потенциал нефтегазового комплекса России». Это предложение стало доминантой убранства его главной сцены и, словно Полярная звезда, являлось центральной тематической осью всех мероприятий форума, потому что главное для российского ТЭК сегодня – это технологии и инновации.

Это отметил в своем приветствии и министр энергетики РФ **Александр Новак**: «В последнее время в нефтегазовой отрасли происходят значительные изменения, которые требуют внедрения новых инновационных решений. В отечественном комплексе активно идет модернизация производственной базы, замещение зарубежных технологий, оборудования, материалов и услуг в важных для функционирования отраслей видах деятельности. В долгосрочной перспективе стоит задача обеспечения устойчивого развития ТЭК России за счет отечественных технологий, конкурентоспособных как на внутреннем, так и на внешних рынках».

Главной площадкой, задавшей интеллектуальный ритм всему форуму, стала первая пленарная секция «Стратегия научно-технологического развития нефтегазовой отрасли России: глобальные вызовы и новые точки роста». Ее модератор, директор энергетического центра московской школы управления «Сколково» **Татьяна Митрова** во вступительном слове отметила, что вся история мировой энергетики – это, по сути, история технологий, потому что каждое следующее изменение энергетических рынков или развитие энергетических систем не только в нефтегазе, но и во всех остальных секторах энергетики неотрывно связано со сменой технологий. «Историю о том, что запасов нефти осталось на двадцать лет, рассказывают уже лет сорок, но находятся все новые и новые технологии, способные эти горизонты расширить. Для нашей страны вопрос новых технологий в нефтегазовом секторе становится все более насущным по мере того, как старые запасы истощаются и нужно идти во все более сложные зоны, работать

Another name and the motto chosen for the National Oil and Gas Forum 2017 is Available Equipment and Innovative Capacity of the Russian oil and Gas Sector. This phrase has dominated its main stage and like the Pole Star was the central topic for all forum events, because today technologies and innovations are the main issue for the Russian Fuel and Energy Complex.

It was mentioned by **Aleksandr Novak**, the Minister of Energy of the Russian Federation, in his greeting: “The oil and gas industry has faced recently dramatic changes which require the implementation of innovative solutions. The national industry sees the dynamic modernization of manufacturing facilities and the replacement of foreign technologies, equipment, materials and services in the most important spheres of its activity. The long-term objective is to ensure the stable development of the Russian Fuel and Energy Complex on the basis of the domestic technologies which should be able to meet competition both at home and on the foreign markets.”

The starting point, which served as the intellectual pacemaker for the entire forum, was the first plenary session “Strategies of research and technological development of the Russian oil and gas industry: global challenges and new growing points”. Its moderator, **Tatyana Mitrova**, director of the energy centre of Moscow School of Management Skolkovo, noted in her opening speech that the history of the world energy sector is, in fact, the history of technologies, as every change in energy markets and

Историю о том, что запасов нефти осталось на двадцать лет, рассказывают уже лет сорок, но находятся все новые и новые технологии, способные эти горизонты расширить.

The story of oil resources which will only last for twenty years has been told for four decades, with new technologies continuously arising and expanding these boundaries.

every new step in the development of energy systems, whether in oil and gas industry or in other energy sectors, is inseparable from changes in technologies. “The story of oil resources which will only last for twenty years has been told for four decades, with new technologies continuously arising and expanding these



на все более удаленных месторождениях в сложных геоклиматических условиях. Перед нами стоят внешние вызовы – это и вопрос цен, и вопрос санкций, и множество других проблем, связанных с регуляторной системой, и мы должны на эти вызовы отвечать. Мы на перепутье, когда нужно принимать решения».

Характеризуя приоритетные направления технологического комплекса России, заместитель министра энергетики РФ **Кирилл Молодцов** выделил несколько приоритетных факторов. Во-первых, это технологические прорывы, которые заметны прежде всего в газовом секторе. Они начались с технологий добычи сланцевого газа и перекинулись на технологии добычи сланцевой нефти. Фактически ежедневно приходят новости о том, как идет, с одной стороны, удешевление технологий, а, с другой стороны, формирование технологических прорывов в вопросах сланцевой добычи. Это касается технологий использования газов высокого давления для извлечения, углубления и детализации технологий многостадийного гидроразрыва пласта. При этом мы сталкиваемся с ситуацией одновременно и активных вложений в технологии, и стремительного появления новых объемов продукции на рынке углеводородных продуктов, и в результате действия этих тенденций начинают формироваться новые долгосрочные тренды. В перспективе на рынках может быть предложен большой объем сланцевого газа, который будет формироваться в регионах, ранее не задействованных в этом процессе, – Аргентине, Мексике, Южной Африке... Роль российского газа будет увеличиваться, но и конкуренция в данном сегменте будет расти. ►

Роль российского газа будет увеличиваться, но и конкуренция в данном сегменте будет расти.

The role of the Russian gas will increase accompanied, however, by the increasing competition in this segment.

boundaries. While old resources get depleted, it has become an ever pressing problem for our country to develop new technologies in the oil and gas sector, to explore more complicated areas and to work at most remote fields in adverse geological and climatic conditions. We also face external challenges, including prices, sanctions and a variety of other regulatory problems, and we should meet these challenges. We are at the crossroads and we should make decisions”.

In describing the priority areas of the Russian technological complex, **Kirill Molodtsov**, the Deputy Minister of Energy of the Russian Federation focused on some factors of the utmost importance. First, it is the technological breakthroughs, especially noticeable in the gas sector. The start was given by the technologies of shale gas production followed by the technologies of shale oil production. Almost every day we get news of the technologies becoming cheaper and the shale production becoming more technologically advanced. It is connected with the technologies of high-pressure gases used for recovering and deepening operations and for more

specific multistage hydraulic fracturing. Alongside with extensive investments in the technologies we see new volumes of products appearing every day on the hydrocarbons market, with these tendencies now transforming into long-term trends. Ultimately, the markets will be able to offer large volumes of shale gas

produced in regions not involved in this process before, including Argentina, Mexico and South Africa... The role of the Russian gas will increase accompanied, however, by the increasing competition in this segment. ►

Есть предложение, но есть и спрос, который формирует свои тренды. Растет энергоэффективность, и потребление энергии на производство единицы продукции или услуги уменьшается. В ближайшие 2–3 года мы перейдем на объем потребления в 100 млн баррелей нефти в сутки. Само предложение в абсолютном значении может расти, но даже в этой ситуации на единицу потребителя мы станем потреблять меньше. Вопросы энергоэффективности – один из ключевых трендов развития отрасли. Уменьшение показателей на единицу продукции, повышение энергоэффективности – фактор, который нам предстоит учитывать. Задача внедрения энергоэффективных технологий заложена в госпрограмму импортозамещения, в генеральную схему развития нефтяной и газовой отрасли, частично она отражена как базовый тренд в энергостратегии.

Председатель комитета по энергетике ГД РФ **Павел Завальный** отметил, что в условиях жесткой конкуренции конкурентоспособность нефтегазового сектора определяется уровнем его технологического развития, и драйверы этого развития – инновационные технологии. Основной вызов, стоящий перед нефтегазодобывающими компаниями, – это ухудшение структуры запасов. Если согласно международной классификации геологические извлекаемые запасы составляют порядка 26 млрд тонн, то экономические извлекаемые – всего 16 млрд тонн. В текущей структуре добычи доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) составляет всего 6% от всей добычи, при этом к ТРИЗ, включая истощенные месторождения, сегодня можно отнести более 40% всех запасов.

В России достигнут коэффициент извлечения нефти (КИН) 26%, проектный – 36%. При этом лучшие мировые практики значительно выше: 42% в США, выше 50% в Норвегии. Такие цифры определяются уровнем развития технологий. Отсюда вывод: нужно наряду с импортозамещением стимулировать развитие отечественной науки – и академической, и прикладной. Важный вопрос – отработка новых технологий на практике, поскольку не все можно промоделировать даже с использованием суперкомпьютеров. В этой связи крайне интересно предложение ХМАО о разработке законодательной базы по созданию полигонов для отработки новых технологий.

Для стимулирования разработки как истощенных месторождений, так и новых, должна быть усовершенствована налоговая база. Закон по ТРИЗам сыграл положительную роль: Россия вышла на исторический максимум добычи нефти, превысив уровень добычи в СССР. Но необходимы новые подходы, прежде всего введение



Вопросы энергоэффективности – один из ключевых трендов развития отрасли. Уменьшение показателей на единицу продукции, повышение энергоэффективности – фактор, который нам предстоит учитывать.

Energy efficiency issues are one of the key trends in the industry development. Decreasing figures per production unit and increasing energy efficiency are the factors not to be ignored.

There is supply, and there is demand which also creates its own trends. Energy is used with more efficiency and its consumption as per production unit or service unit decreases. In the near two or three years our consumption will be reduced to 100 million barrels of oil per day. The absolute value of consumption may grow, but with this we will be using less as per consumer. Energy efficiency issues are

one of the key trends in the industry development. Decreasing figures per production unit and increasing energy efficiency are the factors not to be ignored. The national programme for import substitution and the master plan for the development of oil and gas industry involve the implementation of energy-efficient technologies, such implementation also being part of the basic energy strategies.

Pavel Zavalny, Chairman of the Energy Committee of State Duma of the Russian Federation, claimed that in view of fierce competition the competitive ability of the oil and gas sector is determined by the level of its technologies whose development is driven by innovations. The main challenge for oil and gas companies is deterioration of reserves. According to the international classification, geological recoverable

reserves amount to 26 billion tons, while the volume of economic recovery is only 16 billion tons. The share of hard-to-recover reserves (HTR) in the current production is only 6 per cent, while today HTR, including those of depleted fields, represent over 40 per cent of total reserves.

Russia has reached the oil

Основной вызов, стоящий перед нефтегазодобывающими компаниями, – это ухудшение структуры запасов.

The main challenge for oil and gas companies is deterioration of reserves.

налога на добавленный доход (НДД). В отличие от налога на добычу полезных ископаемых НДД будет взиматься не с количества добытой нефти, а с дохода от продажи сырья за вычетом предельных расходов на добычу и транспортировку. Ожидается, что НДД в пилотном режиме заработает с 2018 года. Предполагается добровольный переход на НДД для двух групп пилотных проектов. Первая группа – это новые месторождения (гринфилды) в новых регионах, вторая группа – зрелые месторождения (браунфилды) в Западной Сибири с суммарной годовой добычей нефти по всем месторождениям не более 15 млн тонн. Заявки на участие в пилотном проекте по переходу месторождений на налог на добавленный доход подали «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Русснефть». Все месторождения расположены в Западной Сибири, их совокупная добыча составляет около 7 млн тонн.

Одна из наиболее динамичных инновационных компаний страны – ПАО «Татнефть». Главное нефтяное месторождение – Ромашкинское – разрабатывается с 1943 года. Плановая разработка этого месторождения должна была прекратиться к 1986 году, однако добыча там не только продолжается, но и наращивается ежегодно более чем на 5%! КИН достиг уровня более 60%.

Первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер компании «Татнефть» **Наиль Ибрагимов** раскрыл секреты успеха. Компания разрабатывает месторождения на поздней стадии разработки. Доля ТРИЗов в структуре запасов превышает 80%. Это нефти низкопроницаемых коллекторов, а также высоковязкие и сверхвязкие нефти, находящиеся в промытых зонах.

В настоящее время «Татнефть» завершает разработку инновационной технологической стратегии развития, направленной, в частности, на удвоение капитализации компании. В рамках этой стратегии выделено 34 бизнес-вызова, 7 из которых наиболее приоритетные. ►



Крайне интересно предложение ХМАО о разработке законодательной базы по созданию полигонов для отработки новых технологий.

The proposal made by the Khanty-Mansiysk Autonomous District to create legal framework for the construction of testing sites for new technologies sounds very promising.

recovery factor (ORF) of 26 per cent, and intends to reach 36 per cent. At the same time, the best global practice has much higher results, with 42 per cent in the USA and over 50% in Norway. Such results are conditioned by the level of technologies. Hence the conclusion that together with import substitution we should promote the national science, including both academic achievements and applied research. An issue of importance is putting new technologies into practice, as simulation even with the most advanced computers

is unable to cover all aspects. In this context, the proposal made by the Khanty-Mansiysk Autonomous District to create legal framework for the construction of testing sites for new technologies sounds very promising.

A new taxation base should be prepared to give incentive for the development and depleted and new fields. A law on HTR had a positive effect, with Russia reaching the historic high of oil production and exceeding the production capacity of the USSR. However, new solutions are still to be found, including the add-on income tax (AIT). Unlike the tax on mineral production, the AIT will not be imposed the amount of oil produced, but on the proceeds from the sale of crude oil net of costs of production and transport. The pilot version of the AIT is expected to come into force from 2018. Two groups of pilot projects are supposed to switch on the voluntary basis

to the AIT. The first group includes new fields (greenfields) in new regions, while the second group encompasses mature fields (brown fields) in Western Siberia, with the total annual oil production for all fields not exceeding 15 million tons. Applications for participating in the pilot project which will impose the add-on income tax on the fields were submitted by Gazprom Lukoil, LUKOIL, Surgutneftegas and Rusneft. All fields are located in Western Siberia, their total production being about 7 million tons.

Tatneft PJSC is one of the most dynamic ►

Главное нефтяное месторождение – Ромашкинское – разрабатывается с 1943 года. Плановая разработка этого месторождения должна была прекратиться к 1986 году, однако добыча там не только продолжается, но и наращивается ежегодно более чем на 5%!

Its major oil field Romashkinskoye has been developed since 1943. The scheduled development of the field was to have come to an end by 1986, but it is still being produced, and with an annual growth of 5 per cent!

Один из примеров – масштабное извлечение нефти из ТРИЗ путем уплотнения сетки скважин. На начальном этапе достичь хороших экономических показателей не удавалось, но в результате использования новых технологий по всей цепочке удалось создать инновационные решения, начиная с бурения скважин малого диаметра (для реализации данной технологии запланировано пробурить дополнительно семь тысяч скважин) и применения вместо обычных станков-качалок цепных приводов, которые намного эффективнее. Все это дает ощутимый экономический эффект, и ТРИЗ, к которым раньше разработчики не могли подступиться, сейчас имеют очень высокие технико-экономические показатели. Существенно вырос КИН.

Другое направление деятельности «Татнефти» – освоение в промышленных масштабах добычи сверхвязкой нефти, битумов.

Несмотря на то что геологические условия месторождений Татарстана намного сложнее в разработке, чем, например, условия канадских месторождений, наши нефтяники вышли на промышленный уровень и добывают в сутки уже более 4000 тонн нефти. Пробурено более 600 скважин, разработан целый перечень технологий, начиная с проектирования и заканчивая управлением разработкой таких месторождений. ПАО «Татнефть» готово оказывать услуги другим компаниям, которые имеют аналогичные запасы, но не обладают подобными технологиями.

Цифровые технологии, роботизация, 3D-моделирование, дроны, ГРП и МГРП, колтюбинговые технологии – все это активно внедряется «Татнефтью» в производство и дает хороший эффект.

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников **Юрий Шафраник** констатировал, что создана крепкая материально-техническая база отрасли. Большинство компаний находится в хорошем состоянии, а некоторые – в отличном. Российский ТЭК не только восстановил уровень добычи, достигнутый в СССР, но и по многим параметрам перекрыл его. (Заметим, что в СССР нефть и газ добывались не только в России). Реализуются новые грандиозные проекты. Резервы у российских компаний и экономики в целом еще огромные.

Но на мировом рынке углеводородного сырья, который демонстрирует тенденцию смещения в Азию, конкуренция выросла кратно. Глобальные конкуренты России – США и Саудовская Аравия, и даже не по поставкам на рынок, а по экономическим условиям – в затратной части, в себестоимости. «В ближайшие два года будет



Кирилл Молодцов / Kirill Molodtsov

innovative companies in the country. Its major oil field Romashkinsloye has been developed since 1943. The scheduled development of the field was to have come

to an end by 1986, but it is still being produced, and with an annual growth of 5 per cent! The ORF has exceeded 60 per cent.

Nayil Ibragimov, First Deputy Chief Executive Officer For Production at Tatneft, gives their recipe for success. The company develops mature fields. The share of HTR in the structure of reserves is over 80 per cent. It includes tight oil and high viscosity and extremely-high viscosity oil located in flushed zones.

Currently, Tatneft is at the final stage of creating an innovative technological development strategy whose

objective is, among other things, to double the company's capitalization. This strategy covers 34 business challenges 7 of which are given high priority. One of them is large-scale oil recovery from HTR by means of infill wells. At the initial stage the economic performance was not up to the expectations, but the application of new technologies throughout the process made it possible to find innovative solutions, starting from slim-hole drilling (the implementation of this technology involves the drilling of seven

thousand additional wells) and the replacement of common pumping units with chain drives which are far more efficient. All this has a significant economic effect, and HTR, once considered inaccessible by operating

Цифровые технологии, роботизация, 3D-моделирование, дроны, ГРП и МГРП, колтюбинговые технологии – все это активно внедряется «Татнефтью» в производство и дает хороший эффект.

Digital technologies, robotic application, 3D-modelling, drones, hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, and coiled tubing are all used extensively by Tatneft resulting in high performance.

Российский ТЭК не только восстановил уровень добычи, достигнутый в СССР, но и по многим параметрам перекрыл его.

The Russian Fuel and Energy Complex has not only restored the production capacity reached by the USSR, but exceeded it in many aspects.



Павел Завальный / Pavel Zavalyuy

идти оживление экономики и определенный рост цен, которого мы достигли совместным решением с ОПЕК. Затем, по нашим моделям, ожидается мировой спад, который отразится и в ценах на энергоносители. Сегодня нам нужно развивать внутренние рынки, увеличивать потребление. Например, уже более 10 лет идет стабильное увеличение потребления газа – здесь мы на максимуме потребления. Второе – необходима стабилизация и даже снижение цен в проектах по электроэнергетике. Третья проблема – газохимия, где надо переходить к выпуску продукции высоких переделов – с пятого по восьмой», – отметил Юрий Шафраник.

С большим интересом было выслушано сообщение партнера ЕУ **Артёма Козловского**, первая часть которого была сфокусирована на особенностях опыта зарубежных компаний. Так, Exxon Mobil в качестве своего приоритета видит увеличение стоимости компании, ее капитализацию, и все усилия компании концентрируются на данном векторе развития.

Компания Statoil взяла курс на технологическое лидерство в отдельных направлениях, тогда как остальные направления отдаются на аутсорсинг. Компания стремится упрощать структуру, отчетность и т.п., а усложнять только технологии. Цели компании ставятся не акционерами, а инженерами. Был приведен пример из новейшей истории компании Shell, которая, вложив в инновационный проект по разработке сенсорного аналитического инструмента для мониторинга месторождений в сложных недоступных местах Нигерии всего \$80 тысяч, получила через месяц возврат в \$1 млн.

Компания BP выводит на рынок очень интересное цифровое решение по «интеллектуальной скважине» – BP Well Advice Digital Solutions – которое способно не только прогнозировать возможные остановки при бурении, но может также на базе искусственного интеллекта выдавать рекомендации по конкретным изменениям в параметрах бурения. Дроны BP за 30 минут способны проверить до

Цели компании ставятся не акционерами, а инженерами.

It is the company's engineers, not shareholders who set its objectives.



Юрий Шафраник / Yuriy Shafranik

companies, demonstrate today strong technical and economic performance. The ORF has grown to a significant extent.

Another trend followed by Tatneft is production of extremely-high viscosity oil and bitumens on a commercial scale. Although the geological conditions of the fields in Tatarstan make them much harder to develop than, for example, the Canadian fields, our oil experts achieved the commercial scale and produce over 4,000 tons of oil per day. Over 600 wells have been drilled and a range of technologies have been developed, from planning to managing the development of such fields. Tatneft PJSC is willing to provide its services to other companies with equivalent reserves which have no such technologies at hand.

Digital technologies, robotic application, 3D-modelling, drones, hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, and coiled tubing are all used extensively by Tatneft resulting in high performance.

According to **Yury Shafranik**, Chairman of the Board of the union of Oil and Gas Producers, the industry has a solid material and technical base. Most of the companies have a good level of production, with some of them positioned even higher. The Russian Fuel and Energy Complex has not only restored the production capacity reached by the USSR,

but exceeded it in many aspects. (Let us note that the oil and gas production in the USSR was carried out not only by Russia). New large-scale projects are being implemented. In general, Russian companies and the Russian economy as

a whole still have enormous reserves.

However, the world market of raw hydrocarbons with its shift towards Asia, experiences a many-fold increase in competition. The global competitors of Russia are the USA and Saudi Arabia which provide competition not so much in terms of market supplies as in terms of economic conditions, including expenses and cost of production. "In the near two years we are going to witness economic recovery and

3 км трубопровода, покрывая ежемесячно нитку длиной в 7 тыс. км.

Chevron Corporation использовала искусственный интеллект для анализа большого объема накопленных данных по месторождениям в разрезах скважин. В итоге была применена технология, позволившая на 30% увеличить нефтеотдачу, причем в течение всего нескольких месяцев.

Национальная нефтяная компания Абу-Даби (ADNOC) подразделяет инновации на два сегмента. Первый – pull – то, что создается в самой компании, так сказать, поднимается снизу. Второй – push – то, что привлекается извне и уже поддержано рынком.

В мире отчетливо проявилась тенденция, не замечавшаяся ранее, а именно: для крупных компаний, многие из которых государственные ВИНК, новации становятся не только фактором развития, но и критерием собственной эффективности. Очень серьезные финансовые средства используются компаниями не только на собственных предприятиях, но и на чужих. Стратегия: продавать патенты на совместные предприятия (СП) и делать это конкурентным бизнесом со своей добычей, транспортировкой и реализацией. И преимущество здесь именно у государственных, казалось бы, неповоротливых компаний, потому что у них есть финансирование и возможность принимать решения, но нет отчетности перед акционерами за каждый шаг высокого уровня. Такой опыт может быть с успехом востребован в России.

Если сравнивать долю НИОКР в выручке, то у «Роснефти» этот показатель составляет 0,7%, у Statoil – 0,6%, у Exxon Mobil – 0,5%, у Chevron и Shell – по 0,4%, у BP – 0,2%.

В Российской Федерации первое цифровое месторождение было введено в эксплуатацию в 2001 году с «подачи» компаний BP и Shell. На сегодняшний день в России действуют уже 27 цифровых месторождений. Повсеместно задействованы дроны для контроля объектов добычи и транспортировки нефти. На месторождениях, разрабатываемых предприятием «РН-Пурнефтегаз», дочерним обществом НК «Роснефть», протяженность трубопроводных магистралей составляет около 4,5 тыс. км. Наблюдение с воздуха позволяет многократно повысить эффективность контроля за работой трубопроводов и объектов нефтегазодобычи, с учетом того, что в весенний

a certain rise in prices to be reached under our mutual agreement with OPEC. Then our models forecast a global economic slowdown which will also affect energy prices. Today we need to develop domestic markets and to increase consumption. Thus, we have had a continuous increase in gas consumption for the recent ten years now reaching the maximum demand. Second, we need price stabilization of even price reduction for electric energy projects. A third problem is connected with the chemical utilization of natural gas where we have to manufacture products of a higher value-added level switch from level five to level eight,” said Yuri Shafranik.

Artyom Kozlovsky, the partner of EY, made a most interesting report, with its first part being focused on the foreign practices. For example, Exxon Mobil gives priority to the increase in the company value and its capitalization and uses its best efforts to pursue this strategy.

The policy of Statoil is technological leadership in certain areas, while the remaining activities are based on outsourcing. The company is willing to simplify its structure, accounts, etc. leaving technologies as the only target for upgrading. It is the company's engineers, not shareholders who set its objectives. The recent history of Shell refers to an innovative project for the development of sensory analysis equipment for monitoring inaccessible Nigerian fields, which cost the company only \$80,000 and in a month brought a return on the investment in the amount of \$1 mln.

BP introduces to the market BP Well Advice Digital Solutions, an ambitious digital solution for the smart well which, apart from being able to forecast potential drilling breaks, may also give recommendations based on artificial intellect for specific changes in the drilling parameters. BP drones may examine up to 3 km of

pipeline in 30 minutes, covering a monthly line of 7 thousand kilometers.

Chevron Corporation has used artificial intellect for the analysis of the extensive collected data in relation to the fields in well logs. The technology applied after the analysis enhanced oil yield by 30 per cent within several months.

The Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) divides innovations into two segments. The first one, pull, includes everything created by the company

Стратегия: продавать патенты на совместные предприятия (СП) и делать это конкурентным бизнесом со своей добычей, транспортировкой и реализацией. И преимущество здесь именно у государственных компаний, потому что у них есть финансирование и возможность принимать решения, но нет отчетности перед акционерами за каждый шаг высокого уровня. Такой опыт может быть с успехом востребован в России.

The strategy involves the sale of patents to a joint venture (JV) turning it into a competitive business with its own production, shipment and marketing. In this case state-owned companies, though more inert, have an advantage of possessing the necessary funds and the opportunity to take steps without accounting to shareholders for each high-level decision. This practice is likely to be high demand in Russia.

период многие участки становятся непроходимыми. Современная аппаратура беспилотников транслирует оператору изображение в высоком разрешении в режиме реального времени. Кроме видимого диапазона, камеры работают

в инфракрасном спектре, что позволяет получать информацию и в темное время суток. Применение беспилотников наряду с другими современными технологиями позволит существенно повысить экологическую и промышленную безопасность, а также усилить контроль за объектами нефтегазодобычи.

Один из отечественных технологических лидеров, компания «Газпром нефть», реализует проект «Интеллектуальная скважина» и развивает систему «Электронная разработка активов» (ЭРА), предназначенную для систематизации данных с месторождений. Разработан механизм снятия информации со скважин, гораздо более продвинутый, чем у BP, который позволил увеличить межремонтный период работы внутрискважинного оборудования на 46 суток. Это означает на 315 ремонтов в год меньше. Созданы механизмы, позволяющие снизить среднезачерпное давление, сократить простои и увеличить добычу примерно на 1000 тонн в сутки.

Компания «ЛУКОЙЛ» реализует крупный проект Light Field, также включающий в себя систему электронного «интеллектуального месторождения» и позволяющий оптимизировать производственные цепочки от пласта до коммерческого узла учета нефти.

Впечатляющие примеры успешного внедрения новых технологий российскими компаниями можно продолжить, но нельзя не согласиться с тем, что на пути инноваций компании встречаются с определенными препятствиями, пять основных из которых выделяет компания ЕУ.

Самая сложная проблема – это достижение баланса между долгосрочными целями и краткосрочными задачами. Инвестиции – очень долгосрочная инициатива, и какие из них дадут результат, а какие спишутся, заранее определить невозможно. Если руководство компании мотивировано на финансовый результат в краткосрочной перспективе и делает ставку только на один проект или на одну стратегию инноваций, то очевидно, что в такую компанию

Современная аппаратура беспилотников транслирует оператору изображение в высоком разрешении в режиме реального времени.

Drones are equipped with modern tools which transmit to the operators high-resolution real-time images.

itself, which, so to say, goes upwards. The second one, push, is taken from outside and has already been supported by the market.

There is a clear newly-appeared tendency in the global market for major companies, including state-owned vertically integrated oil companies, to consider innovations not only the factor of development but also the performance criterion. Companies invest significant funds both into their own businesses and into other companies. The strategy involves the sale of patents to a joint

venture (JV) turning it into a competitive business with its own production, shipment and marketing. In this case state-owned companies, though more inert, have an advantage of possessing the necessary funds and the opportunity to take steps without accounting to shareholders for each high-level decision. This practice is likely to be high demand in Russia.

The research and development share in the earnings is equal to 0.7 per cent for Rosneft, 0.6 per cent for Statoil, 0.5 per cent for Exxon Mobil, 0.4 per cent for each of Chevron and Shell, 0.2 per cent for BP.

The Russian federation brought into production its first digital field in 2001 at the suggestion of IZ and Shell. Currently, Russia has 27 digital fields. Drones are being applied everywhere for monitoring the oil production and transportation facilities. The length of pipelines at the fields developed by RN-Purneftegaz, a subsidiary of the Rosneft Oil Company, is about 4.5 thousand kilometers. Air monitoring multiplies the

efficiency of control over pipelines and oil and gas production facilities, given that springtime makes many of the sites impassable. Drones are equipped with modern tools which transmit to the operators high-resolution real-time images. Apart from the visible range, the cameras use infrared spectrum, which make it possible to receive information during night hours. Application of drones in addition to other modern technologies ensures a much higher environmental and industrial safety and a stronger control of oil gas facilities.

Being one of the national technology leaders, Gazprom Neft is implementing the project of Smart Well and is working on the system

of Electronic Asset Development (EAD) designed for the systematization of data from the fields. The system created for collecting data from wells is far more advanced than that used by BP and its application results in the overhaul period of downhole equipment being extended by another 46 days. It means that the amount of well repair works is decreased by 315 every year. There are systems used to reduce the average bottom hole pressure, to shorten the non-productive time and to increase production by approximately 1,000 tons per day.

«Газпром нефть», реализует проект «Интеллектуальная скважина» и развивает систему «Электронная разработка активов» (ЭРА), предназначенную для систематизации данных с месторождений.

Gazprom Neft is implementing the project of Smart Well and is working on the system of Electronic Asset Development (EAD) designed for the systematization of data from the fields.

инновации придут с большим трудом. Такие компании, как правило, покупают, сильно переплачивая, другие компании, у которых уже имеются готовые инновационные решения, – на стадии пилотных проектов. В частности, подобным образом действует Exxon Mobil.

Вторая проблема – чрезвычайно сложная процедура поиска и отбора пилотных проектов. У крупных российских компаний имеются свои соответствующие структуры, но их стратегии поиска и отбора инноваций далеко не всегда соответствуют лучшим мировым практикам. Зачастую предпочтение отдается более традиционным проектам, более спокойным с точки зрения объемов необходимых изменений.

Еще одна проблема – то, что практически ни одна компания не готова вкладываться в высокорисковые проекты.

Следующее препятствие на пути внедрения инноваций – инертность больших компаний, перед которыми стоят задачи по сокращению затрат и стабилизации оперативной деятельности, а инновации – это всегда нарушение текущей модели.

И, наконец, пятая проблема – коммерциализация. Традиционно нефтегазовые компании вкладывают средства, чтобы разработать технологию для своих нужд, но результатом в некоторых случаях становятся решения, интересные для рынка.

Продажа таких решений может позволить хорошо заработать на стороне, однако наши компании пока недостаточно используют такие возможности.

Каждая компания – ВИНК ли, нефтесервисная ли – должна для себя решить, стоит ли ей идти в инновации. А если стоит, то определить ключевые направления деятельности и подобрать нужные кадры, не только производственные, но и коммерческие. Еще важно помнить, что инновации работают только в режиме очень коротких циклов, а ландшафт меняется очень стремительно.

Практически ни одна компания не готова вкладываться в высокорисковые проекты.
Hardly any company is ready to invest in high-risk projects.

Каждая компания – ВИНК ли, нефтесервисная ли – должна для себя решить, стоит ли ей идти в инновации. А если стоит, то определить ключевые направления деятельности и подобрать нужные кадры.

Every company, whether state-owned or oil service company, should make its own choice in favour of or against innovations. If it chooses to pursue innovations, it should identify the key business activities and to find the required human resources.

LUKOIL is implementing the project of Light Field which also involves the system of electronic digital field and gives an opportunity to improve the production chain, from formation to oil metering station.

The impressive success of the implementation of new technologies by Russian companies may be supported by other examples, but there is no denying that on the way of innovations companies meet certain obstacles out of which EY has identified the following five as the major ones.

The most complicated problem is to find a balance between the long-term goals and short-term objectives. Investments are a long-term and it is impossible to foresee which of them will bring fruit, and which will have to be written off. If the company management seeks short-term financial results and focuses on a single project or innovation strategy, such company is unlikely to benefit from innovations. As a rule, such companies acquire at overcharge prices other companies with ready-made innovative solutions at the stage of pilot projects. This is the way chosen, for example, by Exxon Mobil.

A second problem is an extremely complicated procedure for the search and selection of pilot projects. Major Russian companies have their relevant bodies but their strategies for the search and selection of innovations are not always consistent with the best global practices. It is not rare that more traditional projects prevail as they the changes they require are less dramatic.

Another problem is that hardly any company is ready to invest in high-risk projects.

Next obstacle on the way of innovations is the inertness of large companies whose objectives are cost reduction and stable operation, while innovations consistently involve interference with the current pattern.

And finally, a fifth problem is commercialization. It is customary for oil and gas companies to invest funds for the development of technologies for their own purposes, with such technologies providing from time to time solutions attractive for the market. The sale of such solutions may bring benefits from external sources, but our companies are not yet active enough in using such opportunities.

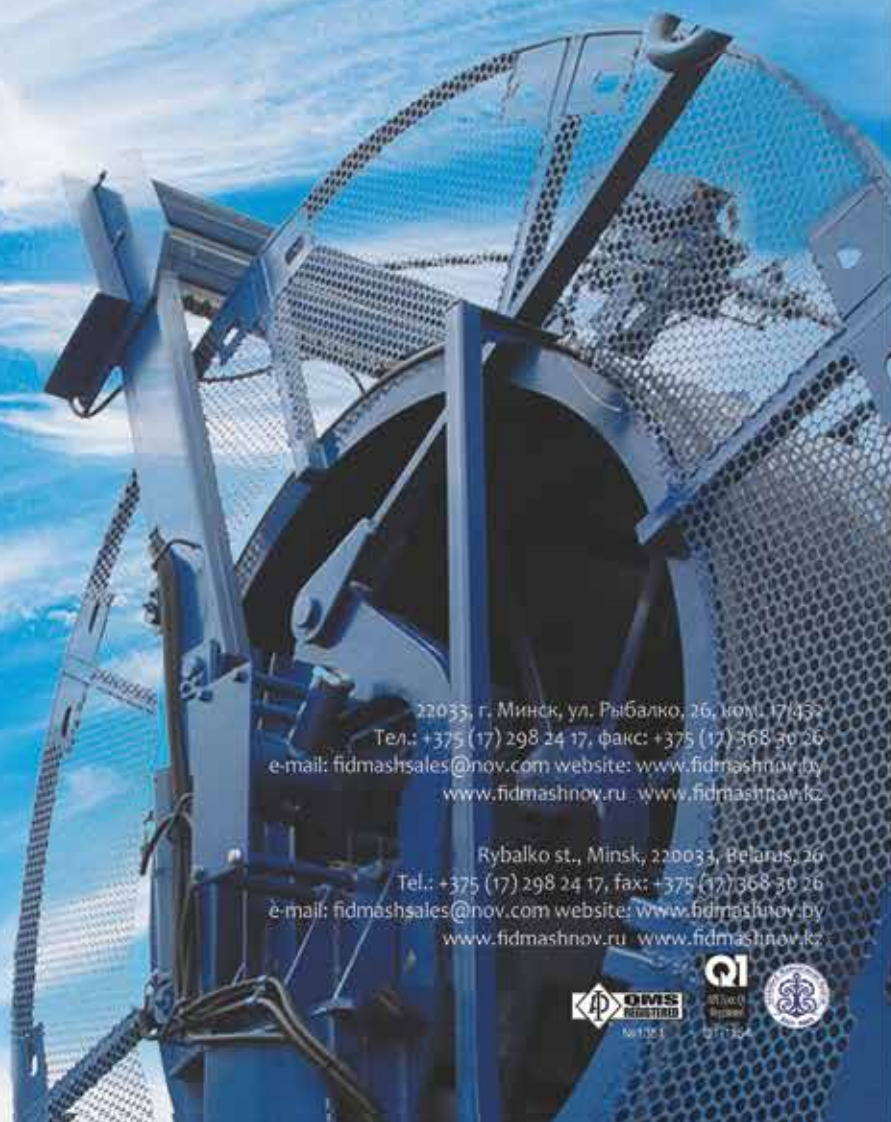
Every company, whether state-owned or oil service company, should make its own choice in favour of or against innovations. If it chooses to pursue innovations, it should identify the key business activities and to find the required human resources, both in terms of production and commerce. It is also worth remembering that innovations a short-term cycle mode with the background changing overnight.



Колтюбинговое, азотное и
насосное оборудование
Coiled Tubing, Nitrogen and
Pumping Equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash
Completion &
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, комн. 17/132
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz





Разработка и производство оборудования:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- а также, скважинного оборудования и инструмента (соединители с ГНКТ, клапаны обратные и циркуляционные, насадки гидромониторные, разъединители, соединительные компоновки, головки кабельные, ловильный инструмент и др.).



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН



Предназначено для выполнения операций промывки в горизонтальных и других типов скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком жидкости с большой скоростью течения.

Для циркуляции используется двойная (концентричная) колтюбинговая труба, где рабочий поток подается в скважину по внутренней ГНКТ, а эжектируемый

Состав оборудования: внутрискважинная компоновка, узел намотки с двойной ГНКТ, устьевое сборное основание (для скважин с наклонным устьем). Эксплуатируется совместно с колтюбинговыми установками

Диаметр компоновки, мм: 54...76;

Диаметр ГНКТ, мм: 38,1х22,2 / 50,8х25,4 / 60,3х31,8;

Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;

Максимальная глубина скважины по стволу, м: до 3

Приглашаем посетить наш
стенд в павильоне № 3, зал 13,
стенд № А133 на выставке
«Нефть и газ/MIOGE-2017»,
27-30.06.2017, г. Москва



Именно на таком оборудовании и надо работать! It Is the Equipment That We Have Been Waiting For!

*13-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»
13th FIDMASH'S Consumer Conference*

В Минске, в конференц-зале отеля «Виктория-Олимп», 1–2 марта 2017 года прошла 13-я Потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, организованная СЗАО «ФИДМАШ». Это предприятие – единственный на территории Единого экономического пространства производитель полного спектра всей вышеперечисленной техники для высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Особенно известны колтюбинговые установки «ФИДМАШ», которые, по отзывам пользователей из России и других стран СНГ, своим высоким качеством уверенно удерживают большую долю рынка соответствующего оборудования, в РФ – более 75%.

Ежегодные потребительские конференции предприятия стали уже хорошей традицией. Они ожидаемы потенциальными участниками, являются главной площадкой обмена практическим опытом эксплуатации оборудования, неизменно собирают широкий круг представителей – как правило, руководителей, главных инженеров и ведущих специалистов нефтегазосервисных компаний.

The 13th Consumer Conference on the operation of coiled tubing equipment, cementing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing was organized by FIDMASH on March 1–2 2017, in the conference hall of the hotel Victoria-Olimp in Minsk. In common economic space, this enterprise is the only manufacturer of the full range of all of the above mentioned equipment for high-tech oil and gas service. Particularly known are coiled tubing units FIDMASH, which, according to users from Russia and other CIS countries, with their high quality confidently retain a large share of the market of the corresponding equipment, in Russia – more than 75%.

Annual consumer conferences of the enterprise have already become a good tradition. They are expected by potential participants, they are the main platform for the exchange of practical experience in the operation of equipment, invariably gather a wide range of representatives – usually managers, chief engineers and leading specialists of oil and gas service companies.

FIDMASH'S consumer are a unique form of direct constructive dialogue between equipment manufacturers and its users. The event is primarily aimed at those specialists, for whom the FIDMASH branded technique has become the main tool of labor, who by means of it are mastering and



Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – уникальная форма прямого конструктивного диалога между производителями оборудования и его пользователями. Мероприятие в первую очередь рассчитано на тех специалистов, для кого техника под брендом «ФИДМАШ» стала основным орудием труда, кто с помощью нее осваивает и успешно применяет новейшие эффективные технологии обслуживания скважин, кто хочет знать больше о возможностях этого оборудования, о путях его модернизации, о видах сервисного обслуживания, о формах постоянного взаимодействия с производителем и планах по разработке и производству новых продуктов. Неизменно на конференцию приезжают и новички – представители сервисных компаний, только намеревающихся приобрести кольтюбинговые установки или оборудование для производства ГРП. Для них эти встречи становятся настоящей школой, в которой можно почерпнуть знания как у специалистов завода-изготовителя, так и более опытных коллег.

Для участия в 13-й Потребительской конференции по приглашению предприятия в Минск прибыли представители более двадцати компаний, эксплуатирующих оборудование «ФИДМАШ» в Центральной России, Западной и Восточной Сибири, Украине и Беларуси.

Конференцию открыл начальник отдела продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ» **Ю.В. Белугин**. Он изложил цели мероприятия и призвал его участников к диалогу: «Мы хотим рассказать вам, как мы видим будущее, и построить с вами диалог, в ходе которого сможем понять, какое оборудование сегодня и завтра будет востребовано, чтобы мы, когда эти потребности возникнут, были готовы их обеспечить. Прошу вас быть активными и выходить на обратную связь, чтобы наша техника максимально соответствовала вашим требованиям».

successfully applying the latest effective well servicing technologies, who want to know more about the capabilities of this equipment, about the ways of its modernization, types of service, forms of constant

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – уникальная форма прямого конструктивного диалога между производителями оборудования и его пользователями.

FIDMASH'S consumer are a unique form of direct constructive dialogue between equipment manufacturers and its users.

interaction with the manufacturer and plans for the development and new products. Invariably at the conference appear newcomers – representatives of service companies, only intending to buy coiled tubing installations or equipment for the production of hydraulic fracturing. For them, these meetings become a real school, in which it is possible to gain knowledge both from the experts of the manufacturer and from more experienced colleagues.

Representatives of more than twenty companies operating on FIDMASH equipment in Central Russia, Western and Eastern Siberia, Ukraine and Belarus arrived at the invitation of the enterprise in Minsk to the 13th Consumer Conference.

The conference was opened by director of sales and promotion of products division of FIDMASH **Yu. Belugin**. He outlined the objectives of the event and urged its participants to dialogue: "We want to tell you how we see the future and build a dialogue with you, during which we will be able to understand what equipment today and tomorrow will be in demand, so that when these needs arise, we are ready to suffice them. I ask you to be active and to provide feedback, so that our technicians will meet your requirements as close as possible."

Deputy Director General of FIDMASH on technical





С приветственным словом к участникам конференции обратился заместитель генерального директора СЗАО «ФИДМАШ» по техническим вопросам **А.В. Линеви́ч**. Он, в частности, сказал: «Бренд «ФИДМАШ» уже давно и хорошо известен всем, кто связан с нефтегазовым сервисом. СЗАО «ФИДМАШ» было создано в 2001 году как специализированное проектно-производственное предприятие. Основной деятельностью предприятия является разработка и производство инновационной продукции, различного уникального нефтегазового оборудования. Линейки оборудования не ограничиваются только теми наименованиями, которые обозначены в названии данной конференции. Постоянно ведется расширение возможностей существующего, а также создание нового высокоэффективного оборудования, отвечающего современным требованиям и современным быстроразвивающимся технологиям. Создаются и получают дальнейшее развитие электронные системы управления и автоматизации процессов, которым мы уделяем также большое внимание. Всё это стало возможным благодаря тому, что «ФИДМАШ» осуществляет полный цикл создания оборудования, который включает разработку, постановку на производство, выпуск, сервисное обслуживание, а также подготовку обслуживающего персонала. Вся продукция СЗАО «ФИДМАШ» – это результат научно-технических разработок собственных конструкторских бюро. Сегодня вашему вниманию будут представлены доклады по тематике различного оборудования, технологий, сервисов, а также будут затронуты вопросы, способствующие успешному проведению работ. Это будут доклады не только об оборудовании, выпускаемом СЗАО «ФИДМАШ», но и о продукции компаний-партнеров, благодаря которым обеспечивается расширение возможностей основного оборудования и комплексные решения для наших потребителей. В последнее время на подобных мероприятиях мы стараемся говорить не только о том, что уже достигнуто, но и о том, к чему мы движемся, над



issues **A. Linevich** welcomed the conference participants. In particular, he said: "The FIDMASH brand has long been well known to all who are connected with the oil and gas service. FIDMASH was established in 2001 as a specialized design and manufacturing enterprise. The main activity of the enterprise is the development and production of innovative products, various unique oil and gas equipment. Rulers of equipment are not limited to those names, which are indicated in the name of this conference. Constantly expanding the capabilities

«ФИДМАШ» осуществляет полный цикл создания оборудования, который включает разработку, постановку на производство, выпуск, сервисное обслуживание, а также подготовку обслуживающего персонала.

FIDMASH provides a full cycle of creation of the equipment, which includes the development, staging the production, release, service, and training staff.

of the existing, as well as the creation of new highly efficient equipment that meets modern requirements and modern fast-developing technologies. Electronic control systems and process automation are created and are being further developed, and we also pay great attention to them. All this became possible thanks to the fact that FIDMASH provides a full cycle of creation of the equipment, which includes the development, staging the production, release, service, and training staff. All products of FIDMASH are the result of scientific and technical development of its own design bureaus. Today you will be presented with reports on various equipment, technologies, services, as well as issues that contribute to successful work. These will be reports not only on the equipment produced by FIDMASH, but also on the products of partner companies, thanks to which the capabilities of the main equipment and integrated solutions for our customers are expanded. Recently, at such events, we try to talk not only about what has already been achieved, but also about what we are moving to, what



чем работаем, и что, по нашему мнению, будет востребовано в ближайшем будущем. Нам очень важна обратная связь с потребителями, чтобы уже на ранних этапах мы могли сориентироваться в решении конкретных задач».

Официальная программа конференции традиционно была рассчитана на два дня и включала 18 докладов, посещение выставки оборудования и обсуждение актуальных вопросов за круглым столом.

Тематику выступлений можно условно разделить на несколько блоков: выступления представителей предприятия-изготовителя, презентующие основные виды продукции и акцентирующие внимание на усовершенствованиях серийно выпускаемых машин, инновационных разработках, предлагаемых рынку, а также вопросах, возникающих в процессе эксплуатации высокотехнологичного оборудования заказчиками; доклады представителей нефтегазосервисных компаний, обобщающие опыт использования продукции СЗАО «ФИДМАШ»; доклады от компаний – партнеров СЗАО «ФИДМАШ»; информация от лизинговых и страховых структур о финансовых инструментах, способствующих приобретению и содержанию высокопродуктивного, а значит, дорогостоящего, оборудования.

С трибуны первого дня конференции со стороны организаторов была озвучена информация о перспективных направлениях развития колтюбингового оборудования, об оптимизации состава комплекса ГНКТ за счет повышения интеграции насосно-нагнетательного оборудования, об инновационных колтюбинговых технологиях, о совершенствовании подъемного агрегата для совместной работы с колтюбинговыми установками, о развитии систем управления флотами ГРП и опыте их модернизации, о развитии нагнетательного оборудования для ПНП, в том числе для потокоотклоняющих технологий, о сервисном обслуживании оборудования и другие сведения.

Особый интерес аудитории вызвал доклад о

we are working on, and what, in our opinion, will be in demand in the near future. Feedback from consumers is very important for us, so that in the early stages we could orient ourselves in solving specific problems.

The official program of the conference has traditionally been planned for two days and included 18 reports, a visit to the equipment exhibition and discussion of topical issues at the round table.

The topics of the presentations can be divided into several blocks: presentations of the manufacturer's representatives presenting the main products and focusing on the improvements of the mass-produced machines, innovative developments offered to the market, as well as issues arising in the process of operating high-tech equipment by customers; Reports of representatives of oil and gas service companies, summarizing the experience of using the products of FIDMASH; Reports from the partner companies of FIDMASH; Information from leasing and insurance structures on financial instruments that facilitate the acquisition and maintenance of highly productive, and therefore expensive, equipment.

From the rostrum of the first day of the conference, the organizers provided information on promising directions for the development of coiled tubing equipment, optimization of the composition of the coiled tubing complex by increasing the integration of pump and discharge equipment, innovative coiled tubing technologies, improving the lifting unit for joint operation with coiled tubing units, systems of fleet management and the experience of their modernization, the development of

Особый интерес аудитории вызвал доклад о сервисе «ФИДМАШ онлайн», предполагающем онлайн-доступ через сайт предприятия и мониторинг данных с любой работающей установки.

Particular interest of the audience was caused by the report on the FIDMASH online service, which involves on-line access through the company's site and monitoring of data from any operating installation.

сервисе «ФИДМАШ онлайн», предполагающем онлайн-доступ через сайт предприятия и мониторинг данных с любой работающей установки. Этот сервис станет доступен всем пользователям оборудования «ФИДМАШ» в самом ближайшем времени. Возможности информационных технологий также будут задействованы в комплексной программе подготовки и обучения персонала заказчика, предполагающей использование специальных тренажеров, разрабатываемых ныне совместно с компанией «Аэромаш», создающей тренажеры для гражданской авиации.

Гарантией качества продукции СЗАО «ФИДМАШ» является сертификация предприятия и соответствие систем управления качеством международному стандарту ISO9001 и требованиям стандарта Американского института нефти API. Но даже самое совершенное оборудование может отказать, если его будут эксплуатировать неправильно или если персонал окажется недостаточно квалифицированным. Потому еще одной важной темой Потребительской конференции стало «Сервисное обслуживание: вопросы-ответы». Ее в полной мере осветил начальник отдела сервиса **А.М. Волков**.

Как известно, в основном оборудование производства «ФИДМАШ» базируется на автомобильных шасси. Представителями соответствующих предприятий-партнеров на конференции было доложено о гарантийном и сервисном обслуживании шасси МЗКТ и КамАЗ в Российской Федерации.

Доклады гостей носили практический характер и были акцентированы на возможностях и преимуществах, которые в технологическом отношении предоставляет применение оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ». Опыт применения оборудования на месторождениях поделились представители России, Беларуси и Украины.

Начальник управления колтюбинговых технологий ПАО «Укргаздобыча» **К.Н. Яровой**

injection equipment for EOR, including for the flow Technologies, service of equipment and other information.

Particular interest of the audience was caused by the report on the FIDMASH online service, which involves on-line access through the company's site and monitoring of data from any operating installation. This service will be available to all users of FIDMASH equipment in the very near future. The possibilities of information technologies will also be used in the complex program of training of the customer's personnel, involving the use of special simulators, now being developed jointly with the company Aeromash, which creates simulators for civil aviation.

The quality assurance of FIDMASH products is the certification of the enterprise and the compliance of quality management systems with the international standard ISO9001 and the requirements of the American API Petroleum Institute standard. But even the most perfect equipment can refuse, if it will be operated incorrectly or if the personnel appears insufficiently qualified. That is why another important theme of the Consumer Conference was "Service maintenance: questions and answers".

A. Volkov, director of service division, presented it.

As you know, equipment manufactured by FIDMASH is based on automobile chassis. Representatives of relevant partner enterprises at the conference were informed about the warranty and service maintenance of the chassis of MZKT and KamAZ in the Russian Federation.

The guests' reports were practical in nature and accented on the opportunities and advantages that the FIDMASH equipment provides in terms of technology. Representatives of Russia, Belarus and Ukraine shared their experience in using the equipment at fields.

Head of coiled tubing technologies Ukrghasdobycha **K. Yarovoi** provided a brief overview of coiled tubing equipment used in Ukrghasdobycha. The company employs six coiled tubing units produced by FIDMASH (MK10T, MK20T, MK10T and three units MK30T).

Currently, mainly standard technologies are used for:



представил краткий обзор колтюбингового оборудования, применяемого в ПАО «Укргаздобыча». В компании задействованы шесть колтюбинговых установок производства СЗАО «ФИДМАШ» (МК10Т, МК20Т, МК10Т и три единицы МК30Т).

В настоящее время применяются главным образом стандартные технологии:

- промывка глинисто-песчаных, солевых пробок;
- кислотные обработки;
- вымыв проппанта и вывод скважин на режим после ГРП;
- восстановление проходимости в аварийном инструменте при КРС или бурении с целью ускорения процессов ликвидации аварий.

При моделировании процессов и анализе проведенных работ ПАО «Укргаздобыча» использует программный пакет Cerberus.

А.Н. Кобец, начальник участка ПНП РУП «ПО «Белоруснефть», рассказал о колтюбинговых технологиях, используемых в компании.

В настоящее время задействованы две колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ»: установка тяжелого класса МК30Т с максимальным тяговым усилием инжектора 36 000 кг и установка среднего класса МК30Т с максимальным тяговым усилием инжектора 27 200 кг.

Основные выполняемые операции:

- промывка гидратно-парафиновых пробок;
- обработка призабойной зоны пласта;
- освоение скважин;
- отмыв проппанта после ГРП;
- нормализация забоя скважины.

Кроме того, у «Белоруснефти» имеется положительный опыт направленного колтюбингового бурения, фрезерования шаров и седел муфт МГРП на ГНКТ в горизонтальном стволе скважины, радиального вскрытия пласта и ряда других прогрессивных технологий.

Еще один представитель «Белоруснефти», геолог сектора ГРП БелНИПИнефть **М.И. Шакуля** осветил новые подходы к гидроразрыву

Центральным событием конференции стало посещение выставочной площадки СЗАО «ФИДМАШ», где участников конференции ждал парадный ряд машин различного назначения, включавший как образцы серийно выпускаемой техники, так и новейшие разработки, внедренные в производство.

The central event of the conference was a visit to the exhibition area of FIDMASH, where the participants waited for the front row of cars for different purposes, including both samples commercially available equipment, and the latest developments, an introduction into production.

- Clay-sand, salt plugs cleanout;
- Acid treatments;
- The proppant was washed out and wells were put into operation after fracturing;
- Restoration of patency in the emergency tool for cattle or drilling with the aim of speeding up the processes of accident elimination.

When modeling the processes and analyzing the work done, Ukrgazdobycha uses the Cerberus software package.

A. Kobets, section chief of "Production Association" Belorusneft", spoke about the coiled tubing technologies used in the company. Currently, two coiled tubing units of FIDMASH are involved: a heavy class МК30Т unit with a maximum pulling force of 36,000 kg and an МК30Т middle class with a maximum traction power of 27,200 kg.

The main operations performed:

- Hydrate-paraffin plugs cleanout;
- Bottomhole formation treatment;
- Development of wells;
- Cleanout of proppant after fracturing;
- Bottomhole normalization.

In addition, Belorusneft has a positive experience





пласта карбонатных нефтяных коллекторов в Республике Беларусь.

Заместитель генерального директора ООО «СИТТЕК» **В.М. Ткач** выступил с докладом «Новые технологии работ с применением полимерной гибкой трубы и жесткого кабеля».

Не остались обойденными вниманием конференции финансовые вопросы, такие как инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе (доклад от компании «Техностройлизинг») и комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора (доклад от ПАО САК «Энергогарант»).

Тема информационного обеспечения высокотехнологичного нефтегазового сервиса была развита сотрудниками редакции научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Центральным событием второго дня конференции стало посещение выставочной площадки СЗАО «ФИДМАШ», где участников конференции ждал парадный ряд машин различного назначения, включавший как образцы серийно выпускаемой техники, так и новейшие разработки, внедренные в производство. Все установки выпущены под заказы конкретных компаний, выкрашены в корпоративные цвета и готовы отправиться к потребителям.

Вниманию потребителей – нынешних и потенциальных – было представлено следующее оборудование:

- Установка колтюбинговая;
- Установка насосная;
- Установка азотная на шасси MAN;
- Установка смесительная (блендер);
- Установка насосная для ГРП;
- Установка азотная для ГРП;
- Установка гидратационная.

Участники конференции поделились своим мнением об увиденном с редакцией нашего журнала.

Л.В. Лагтев, генеральный директор ООО «СИТТЕК»: «Я на Потребительской конференции «ФИДМАШ» уже в третий раз. Сразу отмечаю поступательное движение.

of directional coiled tubing drilling, milling balls and saddles of multistage hydraulic fracturing couplings on a coiled tubing in a horizontal wellbore, radial opening of a formation and a number of other advanced technologies.

Another representative of Belorusneft geologist of fracturing sector in BelNIPIneft **M. Shakula** highlighted new approaches to the fracturing of carbonate oil reservoirs in the Republic of Belarus.

Deputy Director General of SITTEK **V. Tkach** spoke on "New technologies work using flexible polymer tube and rigid cable."

На постсоветском пространстве СЗАО «ФИДМАШ» – единственная компания, которая с таким качеством и с таким широким спектром по продуктовой линейке способна закрыть потребности компаний, занимающихся нефтегазовым сервисом.

In the post-Soviet space "FIDMASH is the only company that with such quality and with such a wide range of product line can satisfy the needs of companies engaged in the oil and gas service.

Financial issues, such as investment projects in the oil and gas sector (a report from the company Tekhnostroylasing) and comprehensive insurance for oil and gas sector enterprises (a report from Energogarrant) have not been left out of the attention of the conference.

The topic of information support of high-tech oil and gas service was developed by the staff of the editorial board of the scientific and practical journal "Coiled Tubing Times".

The central event of the second day of the conference was a visit to the exhibition area of FIDMASH, where the participants waited for the front row of cars for different purposes, including both samples commercially available equipment, and the latest developments, an introduction into production. All installations had been produced for the orders of specific companies, painted in corporate colors and



Много новых решений. Много новой техники. Впечатляет флот ГРП в новом исполнении: современные насосные установки, гидратационные установки... Все машины впечатляют, и я уверен, что на сегодняшний день на постсоветском пространстве СЗАО «ФИДМАШ» – это единственная компания, которая с таким качеством и с таким широким спектром по продуктовой линейке способна закрыть потребности компаний, занимающихся нефтегазовым сервисом.

В.Г. Витрик, генеральный директор НТП «Буровая техника»: «Уровень представленной техники достаточно высокий. Все установки сделаны по международным стандартам. Соблюдены эргономические удобства для работы персонала. Это прекрасное оборудование для потребителей не только России, но и Украины».

Ю.П. Казанцев, генеральный директор ООО «ГИРС-сервис»: «Замечательная техника. Я ее видел раньше на фотографиях. Сегодня впервые увидел воочию. Достойные машины!».

М.С. Валиуллин, главный инженер ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»: «Замечательный день сегодня! Высочайший уровень организации конференции. Все машины на уровне. Качественно. Интересно. Всё нравится».

М.И. Шакуля, геолог сектора ГРП БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»: «Мне всё здесь нравится. Особенно интересно сравнивать, какие новые конструкционные особенности появились по сравнению с уже хорошо знакомой техникой, которая работает у нас. Визуально – установки стали более компактными, тот же блендер. Но основной прогресс – в «начинке». Как нам рассказали в докладах, электроника в новых машинах широко шагнула вперед».

К.Н. Яровой, начальник управления колтюбинговых технологий ПАО «Укргаздобыча»: «Колтюбинговые установки фидмашевские – вне конкуренции. Азотные установки – на уровне. Лет десять назад еще можно было к чему-то придраться. Скажем, пластик не тот или рычаги управления СКР... Но сейчас – нет конкурентов у

ready to go to consumers.

To attention of consumers – current and potential – the following equipment was presented:

- Coiled tubing units;
- Pumping units;
- Nitrogen units on the chassis of MAN;
- Mixing (blending) machine;
- Pumping units for hydraulic fracturing;
- Nitrogen units for hydraulic fracturing;
- Hydration unit.

Participants of the conference shared their views on what they saw with the editorial board of our journal.

L. Laptev, General Director of SITTEK: "I'm here for the third time. I immediately note the forward motion. Many new solutions. A lot of new technologies. Impressive fracturing fleet in the new version: modern pumping systems, hydration setting... All machines are impressive, and I am confident that today in the post-Soviet space "FIDMASH is the only company that with such quality and with such a wide range of product line can satisfy the needs of companies engaged in the oil and gas service."

V. Vitrik, CEO of NTP "Drilling equipment": "The level of equipment provided is high enough. All installations are made according to international standards. Ergonomic conveniences for personnel work are observed. This is an excellent equipment for consumers not only in Russia, but also in Ukraine."

Yu. Kazantsev, General Director of GIRS-service: "A wonderful technique. I saw her before in the photos. Today I saw it with my own eyes for the first time. Decent machines!"

M. Valiullin, Chief Engineer of the company GIS Nefteservis: "A wonderful day today! The highest level of organization of the conference. All machines are on level. Qualitatively. Interesting. All good".

M. Shakula, fracturing sector geologist of BelNIPIneft "Production Association" Belarusneft: "I like everything here. It is especially interesting to compare what new structural features have appeared in comparison with the already well-known technique that works for us. Visually - the plants are more compact, the same blender. But the main progress is in the "filling". As we were told in the reports, the electronics in the new machines have

«ФИДМАШ!».

А.Н. Кобец, начальник участка ПНП РУП «ПО «Белоруснефть»: «Компания «ФИДМАШ», как всегда, удивляет. Выставлен ряд техники в полной боевой готовности. Колтюбинговые установки радуют усовершенствованиями: увеличен узел намотки, датчик веса перенесен непосредственно на инжектор для более корректных показаний. Очень понравилась азотная установка на шасси MAN. Особенно кабина оператора с эргономичным лобовым стеклом для более полного обзора оборудования при работе. Представленные насосные агрегаты нам хорошо известны в работе. Очень приятно, что Потребительская конференция из делового формата плавно переходит в дружеский».

Д.В. Марков, заместитель главного инженера по ГНКТ, руководитель службы ГНКТ ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»: «Конференция великолепна. Доклады, специалисты замечательные. С техникой СЗАО «ФИДМАШ» мы работаем давно – с 2011 года. Нравится на ней работать, очень качественная и надежная техника. «ФИДМАШ» постоянно движется вперед, показывает всё новые разработки и доработки. Мощь на высоком уровне!».

М.С. Новодельнов, ведущий инженер-конструктор ОАО «МЗКТ»: «Хорошая выставка. Все машины на шасси нашего предприятия, кроме той установки, что на шасси MAN, естественно. У нас тоже шасси 8x8, но несколько другая специфическая рама. Машины впечатляют и радуют глаз».

В.М. Ткач, заместитель генерального директора ООО «СИТТЕК»: «Очень интересная конференция, много нового рассказали и показали замечательные образцы новой техники, инновационные разработки. Как всегда, гостеприимная встреча, большое спасибо организаторам. В этом году очень много представлено наглядной техники, мы вживую увидели много единиц. По сравнению с предыдущими годами видны доработки, новые модификации. Считаю, что «ФИДМАШ» очень динамично движется в правильном направлении».

Фредерик Перье, региональный директор продуктовой линии «Услуги по закачке», Россия, Weatherford: «Очень хорошо организована конференция. Всё очень профессионально».

А.В. Новичков, директор красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток»: «Впечатления самые наирадужнейшие. Азотная установка на шасси MAN – очень достойно! Именно на таком оборудовании и надо работать!».

Осмотр выставки продолжился обсуждением за круглым столом, в процессе которого потребители получили исчерпывающие ответы на свои вопросы, заданные представителям предприятия-изготовителя.

made great strides forward".

K. Spring, head CT technologies of Ukgazodobycha: "FIDNMASH'S Coiled tubing units are out of competition. Nitrogen plants - at the level. Ten years ago it was still possible to find fault with something. Say, the plastic is not the one or the levers of control of the TFR ... But now – there are no competitors for FIDMASH!"

A. Kobets, section chief "Production Association" Belorusneft": "Company "FIDMASH", as always, surprises. A number of vehicles have been displayed in full combat readiness. Coiled tubing installations are pleased with the improvements: the CT reel is enlarged, the weight sensor is transferred directly to the injector for more correct indications. I liked the nitrogen unit on the chassis of MAN. Especially, the operator's cab with ergonomic windshield for a more complete overview of the equipment at work. The presented pump units are well known to us. It is very pleasant that the Consumer Conference from the business format smoothly turns into a friendly one".

D. Markov, Chief Engineer Deputy for CT, the head of the service of GIS Nefteservis: "The conference is magnificent. The reports, the specialists are remarkable. With the technique of FIDMASH we have been working for a long time - since 2011. I like to work on it, very high-quality and reliable technology. FIDMASH is constantly moving forward, shows all new developments and improvements. Power at a high level!"

M. Novodelnov, a leading engineer-designer of Minsk Wheel Tractor Plant (MWTP): "Good exhibition. All machines are on the chassis of our company, except for the unit that is on the chassis of MAN, of course. We also have an 8x8 chassis, but a slightly different frame. Machines are impressive and pleasing to the eye".

V. Tkach, deputy General Director of SITTEK: "It is a very interesting conference, a lot of people have talked about and showed remarkable examples of new technology, innovative design. As always, speaking of a welcoming meeting, I give many thanks to the organizers. This year there is a lot of visual equipment, we saw many units live. In comparison with previous years, there are improvements and new modifications. I believe that FIDMASH is moving very dynamically in the right direction".

Frederik Pere, Regional Director of product line "for pumping services," Russia, Weatherford: "Very well organized conference. Everything is very professional".

A. Novichkov, Director of Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok: "My impressions are as bright as sun. Nitrogen unit on the chassis of MAN is very worthy! It is the equipment we have been waiting for".

The exhibition was continued by discussion at the round table, during which consumers received exhaustive answers to their questions posed to the representatives of the manufacturer.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга»

VisualFrac

VisualFrac – семейство программно-аппаратных средств для управления процессом проведения ГРП.

Разработаны с учетом специфики эксплуатации в регионах России:

- Максимально простой интерфейс управления не требует длительного времени на обучение нового персонала.
- Высокая степень автоматизации процессов – от оператора смесительной установки, гидратационной установки, машины химдобавок фактически не требуется вмешательство в рабочий процесс при проведении операции ГРП.
- Изначально русскоязычный интерфейс и документация, служба поддержки
- Базовые измерения в единицах СИ (API опционально)

VisualFrac – Blender



Автоматическое управление приготовлением смеси для проведения операции ГРП.

До 3-х шнеков подачи пропанта

До 8-ми линий подачи жидких химреагентов

До 4-х линий подачи сухих химреагентов

Автоматическое управление входным (поддержание уровня)

и выходным (поддержание давления) центробежными насосами

Автоматическое управление миксером в зависимости от концентрации пропанта.

VisualFrac – PumpUnit



Управление одиночной насосной установкой либо комплексом установок.

Автоматическое поддержание расхода или давления.

Аварийное отключение по превышению давления, в т. ч. при срабатывании датчика на любой установке, а также по внешним датчикам (устье, манифольд).

Контроль рабочих режимов двигателя, КПП, насоса высокого давления

VisualFrac – HydratationUnit



Автоматическое управление приготовлением жидкости разрыва «на лету»

Автоматическая подача гелеобразователя

До 4-х линий подачи жидких химреагентов

Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки или блендера.

VisualFrac – ChemicalUnit



Автоматическое управление подачей химреагентов и контроль состояния химреагентов в емкостях

До 8-ми линий подачи жидких химреагентов

Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки, блендера или любого внешнего расходомера

VisualFrac – DataVan



Контроль всех установок.

Запись данных процесса, возможность записи данных от всех установок в один файл

Передача данных удаленным пользователям.

Передача данных в другие программы для обработки: FracPro, Meyer.

Визуализация данных – графики, таблицы.

Сбор данных от дополнительных датчиков: давление, уровень жидкости и пропанта в емкостях, внешний расходомер и т.д.



Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ

Performing of Coiled Tubing Drilling Operations

A.C. ЗАХАРОВА, региональный руководитель департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия/СНГ», National Oilwell Varco
 A. ZAHAROVA, Regional Manager, CT Equipment Department, Russia/CIS, National Oilwell Varco

Идея бурения гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) представляет собой принципиально новый подход к решению задач в нефтегазовой отрасли. Данная технология была изобретена в 1950-е годы, но широкую популярность она обрела только в конце 1980-х годов. Технология предназначена для зарезки боковых стволов или увеличения забоя в нефтяных и газовых скважинах глубиной до 6000 м.

Опыт применения ГНКТ для бурения скважин насчитывает уже более 30 лет, и за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике преимущества использования этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной:

- сокращение времени проведения спуско-подъемных операций (СПО) за счет отсутствия соединений. Применение гибкой колонны труб позволяет спускать компоновку низа бурильной колонны (КНБК) непрерывно, не останавливая процесс проведения операций с целью наращивания колонны труб для достижения проектной глубины;
- безопасность проведения СПО, так как в данном случае не нужно проводить свинчивание-развинчивание резьбовых соединений и перемещать ГНКТ на мостки;
- возможность непрерывной циркуляции во время СПО;
- возможность бурения на депрессии или балансе;
- обеспечение герметичности устья на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования вплоть до его свертывания;
- замкнутый рабочий цикл;
- значительное улучшение условий труда работников бригад при выполнении всего комплекса операций;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по бурению скважин, в частности, за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;
- существенный экономический эффект в

The idea of coiled tubing (CT) drilling is a breakthrough approach of solving problems in the oil and gas industry. The technology itself was developed in 1950s but gained widespread appreciation only in the late 1980s. It allows to perform sidetracking or bottomhole enlargement of oil and gas wells with depths up to 19,685 ft.

The experience of CT application for wells drilling goes back for 3 (three) decades. During this time a set of benefits of this technology in comparison to conventional drilling techniques were identified and borne out by events. The mentioned benefits include:

- Reduction of trips duration due to the absence of connections. Application of CT string allows to continuously lower down bottomhole assembly (BHA) without the need to stop the overall process for connection making;
- Trips are performed in a safer manner because there is no need to do making up/uncoupling of thread connections and move the tubing string to the drilling floor;
- The ability to perform continuous circulation of drilling mud;
- The ability to perform underbalanced/balanced drilling;
- The wellhead integrity is supported during all stages of well intervention operations, starting from repair equipment assembly rig-up to its rig-down;
- Closed working cycle;
- Significant improvement of labor conditions of a drilling crew;
- Compliance with more demanding requirements in the sphere of ecology during well drilling operations performing, in particular due to smaller-in-size drilling equipment assemblies in comparison to conventional ones;
- Significant cost advantages.

It turns out that for particular types of operations conventional drilling is more economically viable than CT drilling. Thus application of CT for drilling can be both an advantage and, in some cases, a drawback for a company. The *drawbacks of CT drilling also include*:

- Inability to rotate a drilling string. To address this issue National Oilwell Varco suggests using Strong Arm orienting device which allows to rotate BHA for 45 degree clockwise per one working cycle.
- CT fatigue strength and lifetime. Some CT units are equipped with sensors that provide information

результате применения ГНКТ при проведении буровых работ.

Иногда при проведении определенного вида операций проведение работ по бурению традиционным способом является более экономически выгодным, чем на ГНКТ. Таким образом, экономическая эффективность является как преимуществом, так и в отдельных случаях недостатком использования ГНКТ для проведения работ по бурению скважин. Также к недостаткам данного метода можно отнести:

- Невозможность вращения бурильной колонны. Для решения данной проблемы компания National Oilwell Varco предлагает использовать ориентирующий инструмент Strong Arm, позволяющий проворачивать КНБК на 45° по часовой стрелке вокруг своей оси за один рабочий цикл.
- Усталостная прочность и долговечность ГНКТ. Некоторые агрегаты снабжены датчиками, отображающими состояние колонны ГНКТ, что значительно улучшает представление о жизни трубы.

В процессе проведения опытно-промышленных работ по бурению скважин на ГНКТ были выявлены и проанализированы условия успешного проведения бурения на ГНКТ.

- 1) **Требования к ориентации направленного бурения.** Невозможность вращения колонны ГНКТ делает невозможным проведение некоторых операций данным способом, в отличие от традиционного. Однако добавление в КНБК ориентирующего инструмента Strong Arm производства компании National Oilwell Varco позволяет решить данную проблему. Данный инструмент предназначен для вращения рабочих инструментов с более высоким крутящим моментом. При увеличении расхода на инструменте создается необходимый перепад давления. После приложения давления поршень отходит вниз, вращая приводной башмак с помощью приводного вала, преобразующего поступательное движение в крутящий момент. За один цикл приводной башмак обычно поворачивается на угол не более 45° по часовой стрелке (возможна поставка приводных башмаков с максимальным углом вращения менее 45°). Во время операций бурения на ГНКТ вращение контролируется с помощью телеметрии, наличие которой в КНБК также является одним из главных условий успешного проведения бурения. Чтобы повторить цикл поворота приводного башмака, следует снизить расход до обычного значения циркуляции; вращение инструмента прекращается, и он фиксируется в текущем положении. Это заставит поршень автоматически вернуться в исходное положение, в результате чего инструмент вновь будет готов к срабатыванию. После этого можно повторить описанный выше цикл поворота.



about CT string state which substantially improves CT lifetime forecasts.

In the frame of pilot CT drilling project our company has identified and analyzed the terms of successful CT drilling.

- 1) **CT drilling orientation requirements.** Inability of CT string to rotate makes it impossible to perform some of the operations. However the inclusion of National Oilwell Varco's Strong Arm orienting device to BHA assembly solves the above issue. The tool is intended for rotating downhole tools with higher torque. The increase of flow rate creates a required differential pressure. After the pressure is applied, a cylinder piston moves down and rotates a driving shoe with the help of a power shaft which transforms linear motion into rotation torque. The driving shoe rotates for a maximum of 45 degrees clockwise per working cycle (it is possible to supply a shoe with a maximum angle less than 45 degrees). During CT drilling operations rotation is controlled using MWD (measuring while drilling) technology. The presence of the latter is one of the key factors of successful drilling. In order to repeat the working cycle of driving shoe it is necessary to decrease flow rate through the orienting device down to the circulation level. This stops the tool rotation and fixes it in the current position. After that cylinder piston automatically recovers its initial position which allows repeated use of the tool. The rotation cycle described above can be performed multiple times.
- 2) **CT outside diameter should be more than 1.75".** The success rate of CT drilling operations is also directly connected with the outside diameter of used tubing. The best option in our opinion is 2" CT.
- 3) **Pumping capacity.** Successful activation of

2) **Наружный диаметр ГНКТ более 1.75".**

Успех проведения работ по бурению на ГНКТ также напрямую зависит от наружного диаметра используемой трубы. Среди актуальных и используемых ныне размеров самым лучшим вариантом будет труба с наружным диаметром 2".

3) **Производительность насосов.** Успешная активация ориентирующего инструмента Strong Arm и телеметрической системы требует наличия бесперебойно работающих насосов. Для совершения поворота приводным башмаком ориентирующего инструмента Strong Arm следует повысить расход промывочной жидкости и держать его на нужном уровне без последующих снижений напора или же выключений. Для запуска телесистемы необходимо достичь определенного уровня расхода (он различен для телеметрических систем разных производителей) и держать его на значениях запуска постоянно, не снижая.

В случае выхода насосов из строя расход промывочной жидкости опустится ниже значения запуска телеметрической системы или же сведется к нулю совсем, телесистема будет автоматически отключена. Потребуется запускать насосы и достигать значений запуска, что повлечет за собой потерю производительного времени, так как после достижения значений активации телеметрической системы необходимо выждать фиксированный интервал времени (ориентировочно 5–10 минут в зависимости от производителя) для полноценной активации и вывода значений на специализированные мониторы в режиме реального времени.

4) **Опытная буровая бригада.** По всему миру широко распространено использование ГНКТ для проведения капитального ремонта скважин, что подразумевает под собой присутствие бригады КРС (не буровой) на скважине для проведения работ. Завидев издалека комплекс ГНКТ, можно ошибочно прийти к мнению, что работы проводит бригада КРС. Но если речь идет о бурении на ГНКТ, все операции следует выполнять с буровой бригадой.

5) **Осевое усилие на долото.** Одной из причин, по которой процесс бурения на ГНКТ является невозможным, является невозможность передачи нагрузки на буровое долото за счет гибкой трубы. Был найден выход из данной ситуации, и необходимое осевое усилие на долото достигалось путем добавления некоторого числа утяжеленных бурильных труб (УБТ). В случае невозможности добавления УБТ в КНБК компания National Oilwell Varco предлагает использовать разъемную систему для сборки длинных КНБК. Данная система представляет собой специальную рабочую колонну, которая используется там, где длина инструментальной колонны превышает вместимость секции лубрикатора. Разъемная



Strong Arm orienting device and MWD system requires the presence of trouble-proof pumping units. To perform rotation of BHA with the help of Strong Arm's driving shoe it is necessary to increase the flow rate through the device and keep it on a required level without any pressure reductions or shut-downs. To launch MWD system it is necessary to reach a certain flow rate level (it depends on the type of MWD system) and keep it permanently without any decrease.

In case of pressure units failure circulating fluid flow rate drops down which will eventually result in automatic shut-down of MWD system. This will result in the need to launch the pumping units again and reach a specified flow rate level in order to re-activate MWD system. In its turn, it results in non-productive time since after re-activation of MWD system it is necessary to wait for a certain period of time (around 5–10 minutes, depends on the manufacturer) before the system becomes fully operational and you see the measurement charts displayed in the real-time mode.

4) **Qualified drilling crew.** Coiled tubing is widely used for well workover operations which implies the presence of workover crew (not a drilling crew) at the wellsite. If one sees a coiled tubing unit on the wellsite he or she may incorrectly assume that there is a workover crew working. But when it comes to CT drilling all operations are performed by a drilling crew.

5) **Weight on bit.** One of the reasons which complicates or even eliminates the possibility to use CT for wells drilling is that it is almost impossible to generate weight on bit with CT. To address this issue, a certain quantity of heavy-weight drilling pipes is usually added to BHA. In case when the latter is not possible due to some reasons, National Oilwell Varco suggests to use a split system of making-up



система для сборки длинных КНБК позволяет разбивать на этапы сборку КНБК. Разъемная система для сборки длинных КНБК состоит из трех компонентов: разъемной штанги для сборки длинных КНБК, двойного шарового обратного клапана и соединителя CARSACHT. Диаметр секции использованной разъемной штанги для сборки длинных КНБК соответствует диаметру используемых ГНКТ и сохраняет полнопроходное сечение для прохождения потока. Закрытие шаровых клапанов в двойном шаровом обратном клапане формирует в стволе скважины двойной барьер. Соединитель CARSAC позволяет присоединять верхнюю часть инструментальной колонны без вращения рабочей колонны. Используя комбинацию разъемной штанги для сборки длинных КНБК, двойного шарового обратного клапана и соединителя CARSACHT, можно выполнять сборку КНБК в несколько этапов:

- Сначала нижнюю секцию КНБК собрать до разъемной системы для сборки длинных КНБК и разместить в лубрикаторе.
- Присоединить верхнюю (охватываемую) часть соединителя CARSAC, обратного клапана и соединителя к ГНКТ.
- Опустить верхнюю колонну до нижней секции КНБК и присоединить ее через соединитель CARSAC.
- Опустить секцию КНБК под противовыбросовый превентор и закрыть трубные плашки на разъемной штанге для сборки длинных КНБК, сформировав уплотнение между скважиной и поверхностью.
- Закрыть шаровые клапаны на двойном шаровом обратном клапане и стравить оставшееся давление из верхней колонны.

long BHAs. The system includes specialized working string that is used where the length of a tool string exceeds the capacity of oil cup section. It allows to make-up long BHAs in a number of separate stages. Split system comprises 3 components, including sectional drill rod for making-up long BHAs, dual-control ball check valve and CARSACHT connector. The diameter of used sectional drill rod for making-up long BHAs correlates with the diameter of used CT and conserves full-opening bore for smooth flow transmission. Closing of ball valves in the dual-control ball check valve forms a double barrier in the wellbore. CARSAC connector provides seamless disconnection of the tool string's upper part without rotation of working string. The combination of sectional drill rod for making-up long BHAs, dual-control ball check valve and CARSACHT connector allows to make-up BHA in a number of stages described below:

- First of all, it is necessary to make-up the lower section of BHA up to a split system mentioned above and place it in the oil cup.
- Then it is required to connect the upper (male) part of CARSAC connector, back pressure valve and CT connector.
- Next it is needed to lower the upper string down to the lower BHA section and connect it via the CARSAC connector.
- After that, BHA should be lowered down the blowout preventer, pipe rams on the sectional drill rod have to be closed in order to support make-up of long BHA's. The latter forms a seal between well and surface.
- Ball valves in the dual-control ball check valve should be then closed and the remaining pressure in the upper string should be released.
- Separate CARSAC connector in a way to maintain

- Разделить соединитель CARSAC так, чтобы нижний (охватывающий) переводник находился сверху.
- Соединить оставшуюся часть КНБК с верхней (охватываемой) секцией соединителя CARSAC и посадить получившуюся сборку в нижнюю секцию КНБК.
- Открыть трубные плашки противовыбросового превентора, после чего можно спускать собранную КНБК в скважину.

Поскольку вращение секций КНБК невозможно, установка соединителя CARSAC методом «посадки» приобретает большое значение. Система разъемных штанг для сборки длинных КНБК под ГНКТ может использоваться в самых различных областях и с различными конфигурациями трубных плашек для ГНКТ.

Таким образом, соблюдая все вышеупомянутые условия, можно успешно осуществить бурение на ГНКТ.

Данные условия были собраны и проанализированы специалистами компании



National Oilwell Varco в процессе участия в опытно-промышленной работе по углублению забоя скважины и использовании КНБК NOV и системы телеметрии в регионе Волго-Урал. Работа проходила при постоянной технической поддержке и контроле специалистов NOV. Целью данной работы было достижение глубины проектного забоя, следуя заданной траектории.

Краткое описание проекта содержится в табл. 1 и 2.

lower (female) adapter sub on the top.

- Connect the remaining part of BHA with the upper (male) section of CARSAC connector and jam the assembly in the lower section of BHA.
- Open pipe rams of blowout preventer and then lower the made-up BHA into well.

Since the rotation of BHA section is impossible the assembly of CARSAC connector using “jamming” approach takes on great importance. The system mentioned above can be used in various areas and together with different configurations of pipe rams for CT.

Thus, by observing the above-described conditions it is possible to successfully perform CT drilling.

Described conditions were collected and analyzed by the specialists of National Oilwell Varco during the pilot project which included bottomhole deepening and utilization of NOV's BHA and MWD system in the Volga-Ural region. Operation was performed with technical support and under continuous supervision of NOV's specialists. The goal of the operation was to reach the bottomhole's target depth following the specified well path.

Short summary of the project can be found in Tables 1 and 2.

Таблица 1

Table 1

Название колонны Name	Диаметр, мм Diameter, mm		Проектный интервал спуска, м Designed drilling interval, m	
	долота of a drillbit	колонны of casing	по вертикали vertical	по стволу along-hole
Направление	295,3	244,5	0–60	0–60
Кондуктор	215,9	177,8	0–300	0–300
Эксплуатационная	120,6	102	0–1156	0–1167

Таблица 2

Table 2

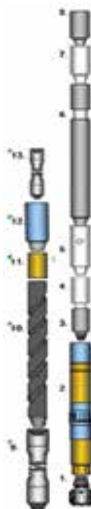
Глубина по стволу, м Measured depth, m	Зенитный угол, гр Inclination angle, degree	Азимут, гр Azimuth, degree	Глубина по вертикали, м Vertical depth, m	Смещение, м Displacement, m	Интенсивность, гр/10 м Dog leg severity, degree/10 m
0,0	0,00	N/A	0,0	0,00	0,00
60,0	0,00	N/A	60,0	0,00	0,00
300,0	0,00	N/A	300,0	0,00	0,00
600,0	0,00	N/A	600,0	0,00	0,00
723,0	12,30	107,5	722,1	13,2	1,00
1167,10	12,30	107,5	1156	107,8	0,00

In Table 3 presented below one can find a schematic view of BHA #1 equipped with a 5-blade PDC bit which

Ниже в табл. 3 приведено схематическое изображение КНБК № 1 с пятилопастным долотом PDC, с помощью которой было проведено углубление забоя скважины в интервале 564–670 м, начальный угол – 5,3°, конечный – 8,6°.

Таблица 3
Table 3

№ п/п Item No.	Компоновка (наименование элемента) ВНА (element name)	Суммарная длина, м Total length, m
13	Луночный соединитель Dimple connector	69,09
12	Головной модуль Main module	68,90
11	Соединитель Carsac HT Carsac HT connector	68,08
10	УБТС (5 скалок) Balanced drill collar (5 plungers)	67,51
9	Ориентирующий инструмент Strong Arm Strong Arm orienting device	20,95
8	Переходной переводник Bottleneck sub	19,35
7	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	19,05
6	Немагнитная УБТ (flex) Non-magnetic drill collar (flex)	18,43
5	Установочный немагнитный переводник Setting non-magnetic sub	9,12
4	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	7,98
3	Переходной переводник Bottleneck sub	7,31
2	ВЗД 3 ¼ 7/8 6.7 DDM 3 ¼ 7/8 6.7	7,01
1	Долото SKH511S-B1A Drillbit SKH511S-B1A	0,31



В таблице 4 приведены параметры бурения за рейс № 1с использованием пятилопастного долота PDC.

Как видно из табл. 4, за 17,5 часов бурения было пробурено 106 м со средней механической скоростью 6,06 м/ч. При использовании данной компоновки была достигнута высокая механическая скорость, но одновременно с этим наблюдалась плохая управляемость КНБК. После поднятия КНБК № 1 на поверхность было обнаружено, что одной из причин плохой управляемости послужило наличие металлического предмета между лопастями долота, по всей вероятности, подобранного в самом начале бурения с забоя скважины.

Далее было принято решение заменить высокорезактивное пятилопастное долото PDC на шарошечное долото. В таблице 6 изображена КНБК № 2 с шарошечным долотом. С использованием данной компоновки было пробурено 13 м в интервале 670–683 м, начальный и конечный углы – 8,6°.

was used for bottomhole deepening in the interval between 564 and 670 m. Initial angle was 5.3°, while the final angle was 8.6°.

**Таблица 4 – Параметры бурения
за рейс № 1**

Table 4 – Drilling characteristics of trip #1

Забой на начало рейса, м Initial bottomhole depth, m	564,0
Забой на конец рейса, м Final bottomhole depth, m	670,0
Зенитный угол на начало рейса (570 м), град Initial inclination angle (570 m), degree	6,01
Зенитный угол на конец рейса (660 м), град Final inclination angle (660 m), degree	8,60
Азимут на начало рейса (570 м), град Initial azimuth (570 m), degree	169,48
Азимут на конец рейса (660 м), град Final azimuth (660 m), degree	160,69
Нагрузка, т Weight on bit, t	1,0–1,7
Тип бурового раствора Drilling mud type	БПСР
Плотность бурового раствора, г/см³ Drilling mud density, g/cm³	1,18
Расход бурового раствора, л/сек Drilling mud consumption, l/sec	4,0–6,5
Рабочее давление, атм Working pressure, atm	190–280
Общее время бурения, ч Total drilling time, hr	17,5
Общее время циркуляции, ч Total circulation time, hr	35,0
Общее время НТПВ, ч Total non-productive time, hr	0,0
Пробуренный интервал, м Drilled interval, m	106,0
Наработка на ВЗД, ч DDM operation time, hr	35,0
Средняя механическая скорость за рейс, м/ч Average rate of penetration, m/hr	6,06

**Таблица 5 – Фактическая
инклинометрия за рейс № 1**

Table 5 – Actual inclinometry of trip #1

Точка замера, м Gauge point, m	Зенитный угол, град Inclination angle, deg	Азимут, град Azimuth, deg
570	6,01	169,48
580	6,41	161,81
590	6,16	160,82
600	6,47	163,30
610	6,65	166,24
620	6,47	166,25
630	7,29	162,25
640	7,17	160,00
650	7,61	158,74
660	8,60	160,69



Таблица 6
Table 6

№ п/п Item No.	Компоновка (наименование элемента) БНА (element name)	Суммарная длина, м Total length, m
13	Луночный соединитель Dimple connector	69,02
12	Головной модуль Main module	68,83
11	Соединитель Carsac HT Carsac HT connector	68,01
10	УБТС (5 скалок) Balanced drill collar (5 plungers)	67,44
9	Ориентирующий инструмент Strong Arm Strong Arm orienting device	20,88
8	Переходной переводник Bottleneck sub	19,28
7	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	18,98
6	Немагнитная УБТ (flex) Non-magnetic drill collar (flex)	18,36
5	Установочный немагнитный переводник Setting non-magnetic sub	9,05
4	Переходной спецпереводник Bottleneck specialized sub	7,91
3	Переходной переводник Bottleneck sub	7,24
2	ВЗД 3 7/8 6.7 DDM 3 7/8 6.7	6,94
1	Долото R44AP Drillbit R44AP	0,31

В таблице 7 приведены параметры бурения за рейс № 2 с использованием шарошечного долота.

Анализируя табл. 7, можно сделать вывод, что с КНБК № 2 с шарошечным долотом за 17,2 часа было пробурено 12,5 м со

According to data presented in Table 4, we drilled 106 meters in 17.5 hours with an average rate of penetration (ROP) of 6.06 m/hr. Utilization of the described BHA allowed to reach high ROP, while the steering capabilities were quite poor. After the BHA #1 was pulled out of hole it was discovered that one of the reasons of poor steering is connected with the presence of a metallic object between the bit blades. It looks like this object was picked up from the bottomhole at the very beginning of drilling process.

Then we made a decision to replace the PDC drillbit with a roller-cutter bit. Table 6 contains information about BHA #2 equipped with a roller-cutter bit. A total of 13 meters were drilled using BHA #2 in the interval between 670 and 683 meters, while both the initial and final inclination angles were 8.6°.

Table 7 contains the drilling characteristics of trip #2 where a roller-cutter bit was used.

**Таблица 7 – Параметры бурения
за рейс № 2**

Table 7 – Drilling characteristics of trip #2

Забой на начало рейса, м Initial bottomhole depth, m	670,0
Забой на конец рейса, м Final bottomhole depth, m	682,5
Зенитный угол на начало рейса (660 м), град Initial inclination angle (660 m), deg	8,60
Зенитный угол на конец рейса (670 м), град Final inclination angle (670 m), deg	8,04
Азимут на начало рейса (660 м), град Initial azimuth (660 m), deg	160,69
Азимут на конец рейса (670 м), град Final azimuth (670 m), deg	156,40
Нагрузка, т Weight on bit, t	2,5
Тип бурового раствора Drilling mud type	БПСР Polymer silicate drilling mud
Плотность бурового раствора, г/см³ Drilling mud density, g/cm³	1,18
Расход бурового раствора, л/сек Drilling mud consumption, l/sec	5,5–6,5
Рабочее давление, атм Working pressure, atm	260–280
Общее время бурения, ч Total drilling time, hr	17,2
Общее время циркуляции, ч Total circulation time, hr	18,3
Общее время НПВ, ч Total non-productive time, hr	0,0
Интервал бурения, м Drilling interval, m	12,5
Наработка на ВЗД, ч DDM operation time, hr	18,3
Средняя механическая скорость за рейс, м/ч Average rate of penetration, m/hr	0,73



средней механической скоростью 0,73 м/ч. С данной компоновкой были достигнуты низкая механическая скорость, но хорошая управляемость КНБК.

Итого при проведении опытно-промышленной работы по углублению забоя скважины с использованием двух различных КНБК было пробурено 118,5 м. Данная работа была приостановлена в связи с поломкой ГНКТ по причине приложенной сверх нормы нагрузки на долото. На данной работе мы не собираемся останавливаться, а планируем продолжить предоставлять услуги по инженерному сопровождению нижеобозначенных работ:

- зарезка боковых стволов и увеличение забоя в нефтяных и газовых скважинах;
- работы по фрезерованию портов компоновки МСРП, очистке стволов скважины;
- промывки скважин;
- проведение геофизических исследований;
- ловильные работы.

Одной из недавних разработок National Oilwell Varco стал Echo™ Oscillating Motor. Данный инструмент совмещает в себе как винтовой забойный двигатель (ВЗД), так и осциллятор. Этот инструмент сможет стать отличным решением при бурении наклонно-направленных скважин. ☺



Таблица 8 – Фактическая инклинометрия за рейс № 2
Table 8 – Actual inclinometry of trip #2

Точка замера, м Gauge point, m	Зенитный угол, град Inclination angle, deg	Азимут, град Azimuth, deg
660	8,60	160,69
670	8,04	156,40

According to data presented in Table 7, BHA #2 allowed to drill 12.5 meters in 17.2 hours with an average rate of penetration (ROP) of 0.73 m/hr. Utilization of this BHA allowed to reach good steering capabilities, while the ROP was low.

As a summary we can say that during a pilot project of bottomhole deepening we managed to drill a total of 118.5 meters using two different BHA types. Given operation was stopped due to CT failure caused by the excessive weight on bit generation. We have no plans to stop there and expect to continue provision of technical support of the following operations:

- Sidetracking and bottomhole deepening in oil and gas wells;
- Milling of multi-stage frac ports and hole sweeping;
- Well cleanouts;
- Well logging operations;
- Fishing jobs.

One of the latest solutions introduced by National Oilwell Varco is Echo™ Oscillating Motor. This tool combines downhole drilling motor and wave generator. It may become an excellent solution for directional drilling. ☺

**Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.

Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП за одну спуско-подъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «Манжетный ПАКЕР»

В.В. ГОРИН, заместитель директора АО «ОКБ ЗЕНИТ» по новым технологиям

В настоящий момент нефтяная отрасль переживает нелегкие времена, связанные с тем, что падение стоимости нефти заставляет нефтяные компании изыскивать способы снижения затрат на добычу нефти. Введенные в отношении России санкции, в том числе на оборудование и материалы, связанные с добычей нефти, затрудняют доступ прихода на наш нефтяной рынок импортных технологий.

В 2012 году АО «Самотлорнефтегаз» запустило проект по внедрению технологии BPS+ селективный пакер C2C компании ООО «Трайкан Велл Сервис». В течение двух лет происходило апробирование данной технологии на Самотлорском месторождении, происходила доработка узлов и материалов, и в 2015 году данная технология была признана основной в АО «Самотлорнефтегаз». Но возникла проблема потери данной технологии из-за политических рисков в мире.

Учитывая все эти моменты, АО «НК «Роснефть» в ноябре 2015 года поручило производителям оснасток и подземного оборудования рассмотреть вопрос импортозамещения некоторых из технологий, в частности, АО «ОКБ ЗЕНИТ» получило техническое задание на разработку оборудования для проведения многостадийного разрыва пласта с применением селективного пакера и разрывных муфт.

АО «ОКБ Зенит» поддержало данное поручение и к июню 2016 года презентовало первые опытные образцы манжетного пакера и муфты с вышибными окнами.

Суть технологии заключается в том, что в хвостовик устанавливаются равнопроходные муфты для селективной стимуляции интервалов ГРП. Разобщение интервалов возможно заколонными набухаемыми пакерами или сплошным цементированием.

В дальнейшем, после демонтажа буровой установки, все работы по подготовке скважины к проведению

многостадийного разрыва пласта производятся силами капитального ремонта скважин.

Ствол скважины подготавливается к спуску селективного пакера ГРП, а именно: производится СПО ДТФ и шаблона, который имитирует компоновку селективного пакера ГРП.

В компоновку пакера входит механический локатор

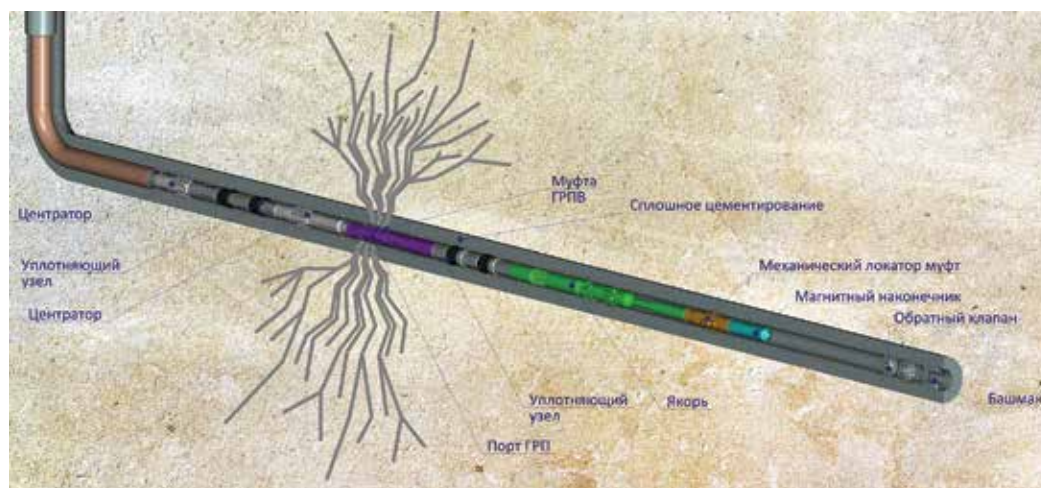


Рисунок 1 – Цементуемый хвостовик

муфт, позволяющий отбивать стыки колонны и позиционировать пакер ГРП напротив муфт ГРП, а также два забойных манометра, которые позволяют после подъема пакера из скважины и расшифровки данных путем наложения давлений определить, была ли герметичность пакера при проведении МГРП.



Рисунок 2 – Муфта ГРПВ-114 (ЗХБ 200.03.00.000)



Рисунок 3 – Конус магнитный перед спуском в скважину



Рисунок 4 – Конус магнитный после подъема из скважины (остатки металлической стружки с внутренней стенки хвостовика)

Работы по гидроразрыву силами флота ГРП производятся без демонтажа бригады КРС.

После стимуляции зоны ГРП бригада КРС производит подъем пакера на следующую зону стимуляции. В случае незапланированного «Стопа» при производстве ГРП вымыв проппанта производится обратной промывкой силами флота ГРП или агрегатами КРС. После проведения всех работ по стимуляции интервалов ГРП флот ГРП демонтируется, а бригада КРС производит подъем компоновки пакера и спуск ЭЦН.



Производить очистку забоя от проппанта не требуется. Все это позволяет эффективно использовать мощности подрядчиков по КРС и ГРП и сокращать сроки ввода скважины в эксплуатацию.

Вехи проекта:

Ноябрь 2015 года – поручение НК Роснефть на разработку.

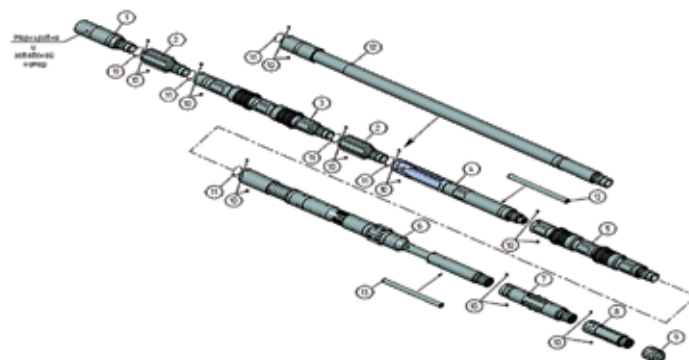
Февраль 2016 года – подписание технического задания.

Июнь 2016 года – презентация пакера заказчиком.

Сентябрь 2016 года – проведение ОПИ на 2 скважинах АО «Самотлорнефтегаз».

Октябрь – ноябрь 2016 года – доработка оборудования с учетом пожеланий АО «Самотлорнефтегаз».

Декабрь 2016 года – февраль 2017 года – проведение работ на АО «Самотлорнефтегаз», в том числе 20-стадийного ГРП по 7 тонн за одну СПО пакера. Проведение МГРП на 10 стадиях по 10 тонн с плановой недопродавкой проппанта, с проведением обратных промывок после каждой стадии ГРП для безаварийного срыва пакера и перепозиционирования на следующую зону.



1 – Разъединитель аварийный; 2 – центратор жесткий; 3 – узел уплотняющий верхний; 4 – порт ГРП; 5 – узел уплотняющий нижний; 6 – якорь; 7 – локатор муфт; 8 – переводник магнитный; 9 – наконечник магнитный; 10 – винт установочный; 11 – кольцо уплотнительное; 12 – удлинитель; 13 – манометр-термометр

Рисунок 5 – Составные части пакера манжетного ПМ2 – 114

Проведение МГРП на пластах 1 АВ 1-2, БВ 8(0) – 6–12 стадий с массой проппанта от 2 до 15 тонн, БВ 10 (1–2) – 6 стадий с массой проппанта до 35 тонн.

Апрель – май 2017 года – успешное проведение работ на фильтровые части хвостовиков ПАО «ВЧНГ» – 3 скважины.

На сегодняшний день силами АО «ОКБ ЗЕНИТ» выполнены работы на 20 скважинах АО «НК Роснефть» АО «Самотлорнефтегаз» с применением данной технологии.

Таким образом, АО «ОКБ ЗЕНИТ» в кратчайшие сроки провело проектирование, изготовление и начало тиражирования технологии на оборудовании полностью российского производства, но не останавливается на достигнутом. В настоящее время в изготовлении муфта ГРПВ с возможностью повторных закрытий и открытий. ☉

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ПРИТОКОВ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРАССЕРОВ НА КВАНТОВЫХ ТОЧКАХ®

PRODUCTION LOGGING USING QUANTUM DOTS TRACERS®

Андрей ГУРЬЯНОВ, Александр КАТАШОВ, Кирилл ОВЧИННИКОВ

Andrey GURIANOV, Alexander KATASHOV, Kirill OVCHINNIKOV

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в мире происходит увеличение добычи нефти и газа из горизонтальных скважин, стимулированных с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). При общем росте объема бурения горизонтальных скважин увеличение добычи нефти часто не соответствует проектному уровню, и одной из важнейших задач разработки месторождения становится получение наиболее полной информации по притокам продуктивных интервалов скважин.

Проведение и интерпретация результатов геофизических исследований, хорошо зарекомендовавших себя в вертикальных стволах, в горизонтальных скважинах осложнены многофазностью потока, изменениями скорости течения флюида в стволе, наличием восходящих и нисходящих участков траектории горизонтального участка ствола. При исследовании горизонта проводится установление отдающих интервалов, состав поступающих флюидов и их дебиты.

Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является основой для принятия технических решений по максимально эффективной разработке месторождений нефти и газа, оптимизации решений по заканчиванию скважины или проведению работ по капитальному ремонту.

До недавнего времени в отрасли не существовало альтернативы внутрискважинным каротажным операциям для определения мест притока воды в скважину; положения ВНК и контроля за его перемещением; выделения обводненных продуктивных пластов и оценки проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта, таких как солянокислотная обработка или многостадийный гидроразрыв пласта.

Однако каротажная операция в горизонтальной скважине является относительно дорогостоящей процедурой, требующей применения сервиса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или тракторов. Осуществимость и успешность операций зависит от сезонной доступности самой скважины, сложности формы и

INTRODUCTION

For the last decade, the global trend in the oilfield industry is to improve the oil and gas production by drilling as well as by completing horizontal well sand later on improving the process using multistage fracturing. Though the number of horizontal wells is rapidly increasing, the production of hydrocarbons is not always up to the designed volume. In this regard, acquiring the knowledge on the performance of producing intervals is an important task for operating companies to fully optimize the productivity and maximize the recovery as well. Production logging solutions proved to be efficient in vertical or slightly deviated wells, however, face many challenges in horizontal laterals as the logged section is often more than 20 times longer compared to vertical wells. Common factors that complicate the production logging are layered flow of formation fluid, deviation and accessibility of wellbore, and changes in fluid velocity moving past or through the tools.

Meanwhile, the quality of well completion and reservoir management decisions for production wells largely depends on production logging data such as mechanical flow meter and fluid capacitance surveys.

Until recently, there is no alternative to wire line downhole tools used to evaluate the placement of fracturing proppant or acids, production rate and zonal water breakthrough. These tools also monitor oil water contact.

In practice, well intervention in horizontal wells requires implication of coiled tubing or tractor services to deploy logging tools downhole. The success of well intervention depends on many factors and among of these factors are the following: well accessibility, completion IDs and length of the horizontal lateral, etc. There are also key aspects to be considered such as the significant cost of well intervention and the availability of wire line and coiled tubing equipment.

More importantly, production logging downhole tools are designed to provide production data during well intervention only and does not give a dynamic picture extended in time.

The specifications of horizontal laterals demand further sophistication of downhole tools such as

интенсивности набора кривизны на участках и мест изменения внутренних диаметров обсадной колонны.

Спускаемые в скважину инструменты для промыслово-геологических исследований (ПГИ) позволяют получать одновременную картину притоков в скважине, но они не позволяют выполнять мониторинг в течение продолжительного времени. Специфика горизонтальных скважин требует также решения таких вопросов, как снятие данных по фазам флюида по всему сечению ствола скважины установкой нескольких спиннеров на прибор ПГИ, влияние ГНКТ на точность измерения давления и расходов. Кроме того, при внутрискважинных операциях существуют риски прихвата или потери забойных инструментов, требующие длительных и дорогостоящих ловильных работ.

ТЕХНОЛОГИЯ ПЛАСТОВЫХ ТРАССЕРОВ НА КВАНТОВЫХ ТОЧКАХ

Трассерные исследования с применением маркированного проппанта не имеют вышеприведенных ограничений и позволяют повысить эффективность диагностики притоков в скважинах после многостадийного гидроразрыва пласта при разработке месторождений нефти. Принципиальное отличие данной технологии от традиционных методов геофизических исследований (ГИС) заключается в возможности вести мониторинг работы портов в скважине на протяжении длительного периода времени при радикальном уменьшении задействованных ресурсов по оборудованию и персоналу, сокращении расходов и повышении безопасности производства.

Размещение трассеров в нефтяном пласте на долгосрочный период и последующий анализ маркеров-репортеров® на поверхности после выноса потоком скважинного флюида позволяет вывести управление работой скважины на качественно новый уровень.

Важной частью технологии трассирования является синтез комбинаций маркеров из квантовых точек, который проводится на основе композитных полимеров. Квантовые точки – это нанокристаллы, полученные при помощи коллоидного синтеза и покрытые слоем адсорбированных поверхностно-активных молекул, состоящие из сотен атомов и имеющие размеры 2–10 микрон. Квантовые точки, получаемые методом коллоидного синтеза на основе халькогенидов кадмия, флуоресцируют разными цветами в зависимости от своего размера. Маркеры-репортеры, созданные из квантовых точек, обладают уникальной способностью поглощать энергию в широком диапазоне спектра и испускать узкий спектр световых волн, который может регистрироваться методами проточной цитометрии. Использование квантовых точек в технологии трассирования

increasing the number of spinners to cover wellbore cross section area. Also, when coiled tubing deploys logging tools in a wellbore, it may cause a choking effect resulting to the distortion of the downhole production rates data. Well intervention has some risk of coiled tubing stuck or loss of downhole tools in a well with a subsequent costly fishing operation.

THE TECHNOLOGY OF QUANTUM DOT TRACERS

However, production logging data can be obtained in an alternative way using tracers embedded in proppant which are pumped downhole during fracturing. The main advantage of quantum dots tracer® technology is its ability to monitor formation fluid production per zone at any time during a year after fracturing. Implementation of the technology is time efficient and does not require field equipment as well as crew for operation, which reflects on operating costs carried by customers. Indeed, the placement of tracers into the oil reservoir for a long-term period and the subsequent analysis of marker-reporters® carried throughout the well and into the surface brings well management on a qualitatively new level.

The “Geosplit” technology features a synthesis of a combination of marker-reporters made of a few quantum dots and a mixture of the polymer-based chemical composition. Quantum dots are nanocrystals produced using the process called colloidal synthesis. A single quantum dot is compounded of few hundred atoms and as small as 2–10 microns in diameter.

Colloidal quantum dots irradiated with a laser emit light of different colours due to quantum confinement. The emittance of a particular spectre of light can be detected using flow cytometry method. Several quantum dots joined together creates a unique and traceable marker-reporters element. There could be a large number of possible tracer signatures (up to 50) that exclude the chance of misinterpretation during the lab analysis. This distinctive feature of Geosplit's technology is essential in multistage fracturing of 30 plus production intervals in a single well.

The polymer coating of fracturing proppant contains millions of marker-reporters and is designed to degrade gradually when in contact with hydrocarbons and water. During the fracturing operation, some proppant with tracers follow the mass of a conventional proppant. After the introduction of proppant into the formation, the coating gradually releases markers to formation fluid and further carried out into the surface. The marker-reporters can be captured either in oil or water phase of formation fluid. Due to the nanosize of markers, these materials do not have enough energy to make a transition from one phase to the other. Hence, each phase of formation fluid has its own indicators. The process continues and is non-stop for at least a year. On demand, samples of formation fluid are taken from sample point located in the production line and studied in the laboratory. The analysis of samples

обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров (до 50), что позволяет исключить ошибки при интерпретации и отвечает современным требованиям МГРП, включающем 30 и более стадий.

Различные типы и комбинации маркеров-репортеров размером в несколько микрон вводятся в полимерное покрытие проппанта, постепенно разрушающееся при контакте с нефтью и водой. Трассированный проппант добавляют к основной массе обычного проппанта и закачивают как расклинивающий материал в пласт при гидроразрыве пласта.

В последующий длительный, не менее года, период времени происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и нефтью и их транспортирование потоком пластового флюида на поверхность. Маркеры-репортеры выделяются и в нефтяную, и в водную фазы пластового флюида. Энергии маркеров недостаточно для последующего перехода из одной фазы в другую даже при условиях длительного центрифугирования. Захваченные одной из фаз жидкости маркеры остаются в ней навсегда. Таким образом, каждая из фаз пластового флюида надежно обеспечивается своей порцией индикаторов.

Пробы скважинного флюида, взятые на устье скважины, после этапа пробоподготовки проходят анализы в автоматическом режиме методом проточной цитометрии с помощью программно-аппаратного комплекса «Геосплит».

Метод основан на исследовании дисперсных сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и флуоресценции.

Первоначально используется система гидродинамической фокусировки в микрокапиллярной системе, где за счет разности давлений между образцом и обтекающей жидкостью обеспечивается прохождение маркеров в ламинарном потоке жидкости поодиночке по проточной ячейке. Далее происходит облучение частиц в жидкости лазерным излучением и с регистрацией сигналов светорассеяния и флуоресценции от каждой квантовой точки в комбинации маркера.

При помощи проточного цитометра

happens in automatic mode and real time using a flow cytometer and computer equipment designed by "Geosplit" company.

The flow cytometer suspends micro-particles in

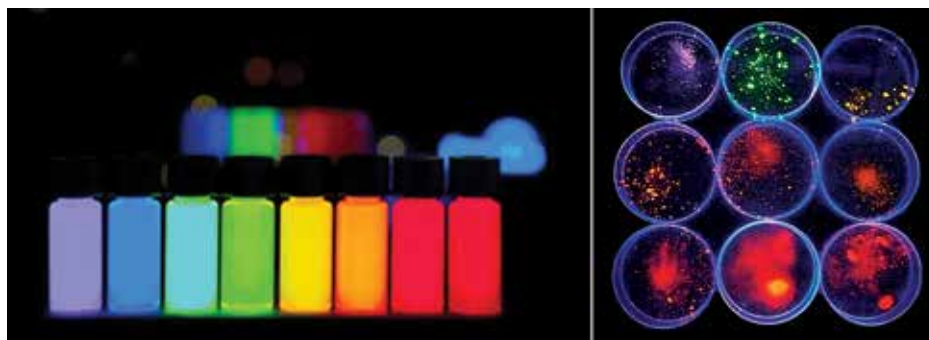


Рисунок 1 – Квантовые точки, флуоресцирующие при лазерном облучении

Figure 1 – Colloidal quantum dots irradiated with a laser light. Different-sized quantum dots emit light of different colours due to quantum confinement

a stream of fluid and pass them by an electronic detection apparatus. The process allows simultaneous multiparametric analysis of the physical and chemical characteristics of particles including fluorescently labelled marker-reporters.

Initially, a hydrodynamic focusing system is used in the microcapillary system, where due to the pressure difference between the sample and the flowing fluid, the marker-reporters are passed through the

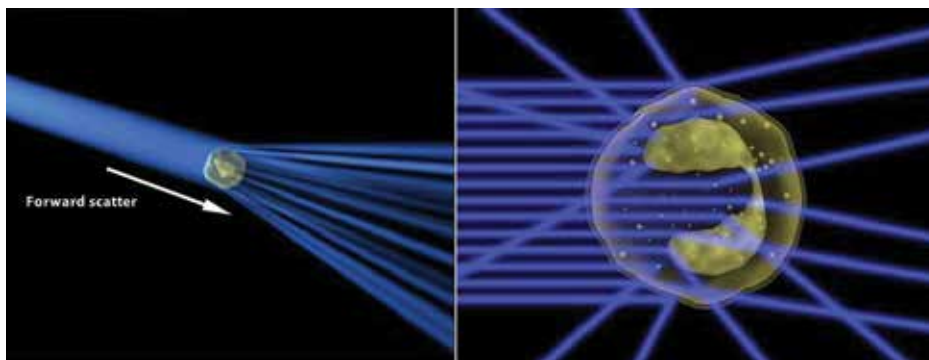


Рисунок 2 – Прямое и боковое светорассеяние частицы

Figure 2 – Direct and lateral light scattering

laminar flow of liquid one by one via the flow cell. Then, the particles are irradiated in the liquid with laser radiation and subsequently light scattering and fluorescence signals were recorded from each quantum dot in the marker-reporters.

With the aid of a flow cytometer, the parameters of particles in the liquid being analysed are recorded in order to determine the qualitative and quantitative compositions of the marker-reporters. The flow cytometer records two (2) types of light scattering: direct (small-angle) and lateral.

The direct light scattering detector is located along the laser beam behind the flow cell and records the laser radiation, which is scattered at angles of 2–19 degrees. The intensity of light scattered at a small angle is proportional to the size of the particle. Larger

регистрируются параметры частиц в исследуемой жидкости с целью выделения качественного и количественного состава маркеров. Проточный цитометр регистрирует два типа светорассеяния: прямое (малоугловое) и боковое.

Детектор прямого светорассеяния располагается по ходу лазерного луча за проточной ячейкой и регистрирует излучение лазера, которое рассеивается под углами 2–19 градусов. Интенсивность рассеянного под малым углом света пропорциональна размеру частицы. Более крупные частицы рассеивают свет сильнее мелких.

Внутреннее содержимое частиц оптически неоднородно. Луч лазера, проходя сквозь частицу, многократно преломляется и рассеивается во все стороны. Регистрация этого излучения позволяет судить о форме, размерах и внутреннем строении частицы.

Полученные данные интерпретируются с помощью программного обеспечения и визуализируются в виде графиков притока по ступеням ГРП во времени и накопленных дебитах по нефти и воде в каждой из ступеней.

ТЕСТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

В 2016 году в лаборатории «НТЦ Газпромнефть» была проведена проверка методологической готовности технологии к проведению исследований на горизонтальных скважинах с многоступенчатым гидроразрывом пласта.

Лабораторные испытания трассерной технологии заключались в определении первоначальных концентраций проппанта путем анализа маркеров-репортеров и содержали следующие этапы:

- подготовка и доставка проб нефти и маркированного проппанта двух видов;
- смешение двух проб проппанта, маркированного различными кодировками квантовых трассеров с нефтью;
- ожидание выделения маркеров-репортеров проппантом в нефть;
- пробоподготовка нефти с маркерами для работы с проточным цитометром;
- определение первоначальной концентрации двух видов проппанта с помощью цитометрического анализа.

Для проведения лабораторных испытаний компанией «Геосплит» были подготовлены пробы трассированного проппанта фракцией 16/20 с двумя типами кодировок квантовых точек (ГС-1 и

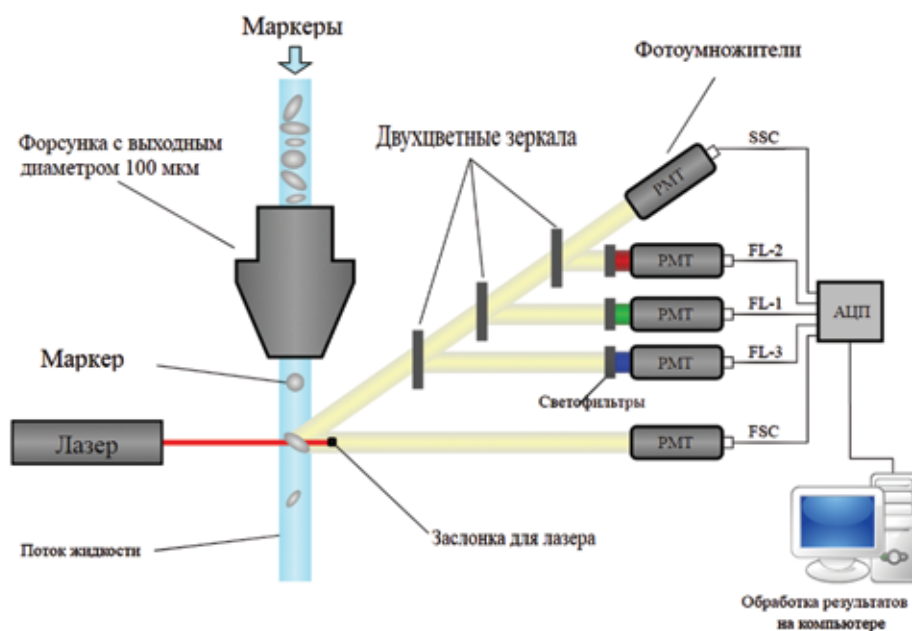


Рисунок 3 – Схема работы проточного цитометра
Figure 3 – Flow chart of the flow cytometer

particles scatter light more strongly than small ones.

The internal contents of the particles are optically non-uniform. The laser beam, passing through the particle, is repeatedly refracted and scattered in all directions. Registration of this radiation allows us to judge the shape, size and internal structure of the particle.

The data obtained is interpreted by a software and is visualized in the form of zones inflow charts along the stages of the fracturing which shows accumulated oil and water production in each interval.

THE TECHNOLOGY VALIDATION

In 2016, the technology was tested in the laboratory of “STC Gazpromneft” to conduct research on the methodological readiness used in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.

Laboratory tests performed on traced proppant technology focused on determining the initial concentrations of proppant by analysing quantum dot marker-reporters and included five major steps as follows:

- preparation and delivery of oil samples and proppant with two different signatures of quantum dot tracers;
- mixing traced proppant with the formation fluid (a mixture of oil and water);
- waiting until traced proppant releases marker-reporters into the formation fluid;
- treatment and preparation of formation fluid to suit working condition of the flow cytometer;
- determination of the initial concentration of two types of proppant using cytometric analysis.

To carry out the laboratory tests, the company “Geosplit” prepared samples of proppant fraction 16/20 marked with two signatures of tracer (GS-1 and GS-2). The experiment was conducted using the crude oil samples taken from the Priobskoye field.

ГС-2). Эксперимент проводился с использованием пластовой нефти, отобранной с участка Приобского месторождения. Для исследования были подготовлены 3 пробы, каждая массой 300 г. Проппант с двумя кодировками трассеров был смешан в соотношении, представленном в табл. 1.

После смешения двух типов трассированного проппанта в лабораторные емкости была добавлена нефть в одинаковой пропорции с проппантом по массе. Для выделения маркеров-репортеров из оболочки проппанта лабораторные емкости с нефтью и проппантом были выдержаны в течение 1,5 часа при температуре, максимально приближенной к пластовой – 80 °С. После перемешивания жидкость с растворенными в ней маркерами-репортерами была помещена в отдельную емкость. Затем была произведена процедура пробоподготовки – замена фазы исследуемой жидкости, в которой находились комбинации квантовых маркеров. Данная операция выполнялась несколькими повторяющимися циклами до полной замены фазы пластовой жидкости на дистиллированную воду.

Каждый цикл пробоподготовки содержит в себе следующие процессы:

- конверсия фаз;
- центрифугирование для осаждения трассеров;
- применение ПАВ и растворителей;
- пропуск флюида с трассерами через мембранные фильтры.

Далее с помощью аппарата проточной цитометрии было выполнено определенное количество замеров относительной концентрации трассеров в пробе. С применением программно-аппаратного комплекса «Геосплит» были визуализированы результаты исследования каждой пробы в виде «облака регистрации событий», представленном на рис. 4, и произведено осреднение данных.

Результаты цитометрического анализа представлены в табл. 2.

Разница между соотношениями двух типов проппанта, взвешенного перед исследованием и вычисленного по результатам проточной цитометрии, не превысила 6%, что послужило основанием для заключения о весьма высокой точности метода.

В лаборатории «Геосплит» в Сколково был произведен ряд лабораторных экспериментов, подтверждающих возможность мониторинга притоков различных интервалов в горизонтальных стволах скважин. С помощью лабораторного стенда было смоделировано размещение проппанта, трассированного различными комбинациями квантовых точек в семи зонах горизонтально расположенного трубопровода с изменением расходов закачки смеси нефти и воды, а также ее процентного соотношения.

Исследование было проведено на основании двенадцати образцов, отобранных в течение

Таблица 1 – Соотношение проппанта с кодировками трассеров ГС-1 и ГС-2
Table 1 – Ratio proppant GS-1 and GS-2

Номер пробы Number of sample	ГС-1, г S-G1, gramme	ГС-2, г GS-2, gramme	Соотношение ГС-1 и ГС-2, % Ratio GS-1 and GS-2, %
1	29	271	9,7 / 90,3
2	170	130	57 / 43
3	291	9	97 / 3

In this study, three 300 g samples were prepared and each sample had a different ratio of GS-1 and GS-2 proppant as shown in Table 1.

Crude oil was then added to the laboratory tanks in equal proportions with the proppant by weight.

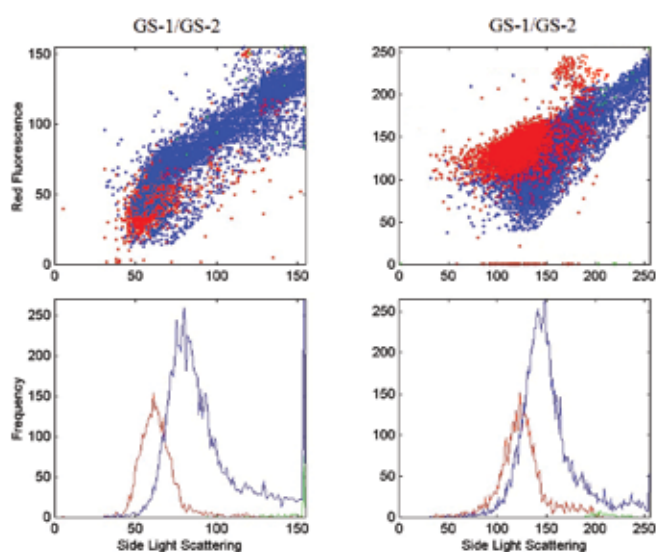


Рисунок 4 – Облако регистрации событий
Figure 4 – Events registration cloud shown by the flow cytometer

To release markers from the proppant to the liquid, samples were allowed to stand by for 1.5 hours at a temperature of 80 °C to simulate downhole conditions. After mixing, the liquid with marker-reporters was drained into a separate container. Thereafter, samples treatment procedure was carried out to suit the requirements of flow cytometer apparatus.

Each sample treatment cycle consisted of the following:

- formation fluid samples phase conversion;
- centrifugation to sediment markers-reporters in the lower part of the sample;
- use of surfactants and solvents to remove hydrocarbons;
- use of membrane filters for transferring of all marker-reporters to the distilled water.

Then, the flow cytometry apparatus identified concentration of marker-reporters in each of three samples and visualized results in the form of an "event registration cloud".

одной недели. По результатам диагностики, в соответствии с изменениями в расходах закачки, было определено последовательное падение притока нефти в интервалах 7 и 6. В то же время оба интервала отразили плавное увеличение доли воды во флюиде. Исследование проиллюстрировало, что снижающаяся динамика графика общего расхода по воде, показанная на рис. 5, скрыла увеличение водной фазы в интервалах 7 и 6.

ПОЛЕВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Многостадийный четырехинтервальный МГРП был произведен в августе 2014 года на горизонтальной скважине одного из крупных месторождений Ханты-Мансийского АО в одной из ведущих добывающих компаний. В каждую ступень было успешно закачено 35 т обычного проппанта и 15 т проппанта с трассерами на квантовых точках. На основе обработки данных микросейсмического мониторинга МГРП были зарегистрированы источники микросейсмических событий и определены их

Таблица 2 – Соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2 в трех пробах, измеренное до исследования и по результатам проточной цитометрии

Table 2 – The ratio of proppant GS-1 and GS-2 in three samples, measured before the conduct of the study and according to the results of flow cytometry

Номер пробы Sample №	Точное соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2, % Measured ratio of proppant GS-1 and GS-2, %	Соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2 по данным цитометра, % Ratio of proppant GS-1 and GS-2 using flow cytometry, %
1	9,7/90,3	10,2/89,8
2	57/43	62,6/37,4
3	97/3	96,4/3,6

The results of the cytometric analysis are presented in Table 2.

The difference between the mixed ratios of proppant weighed before the conduct of study and

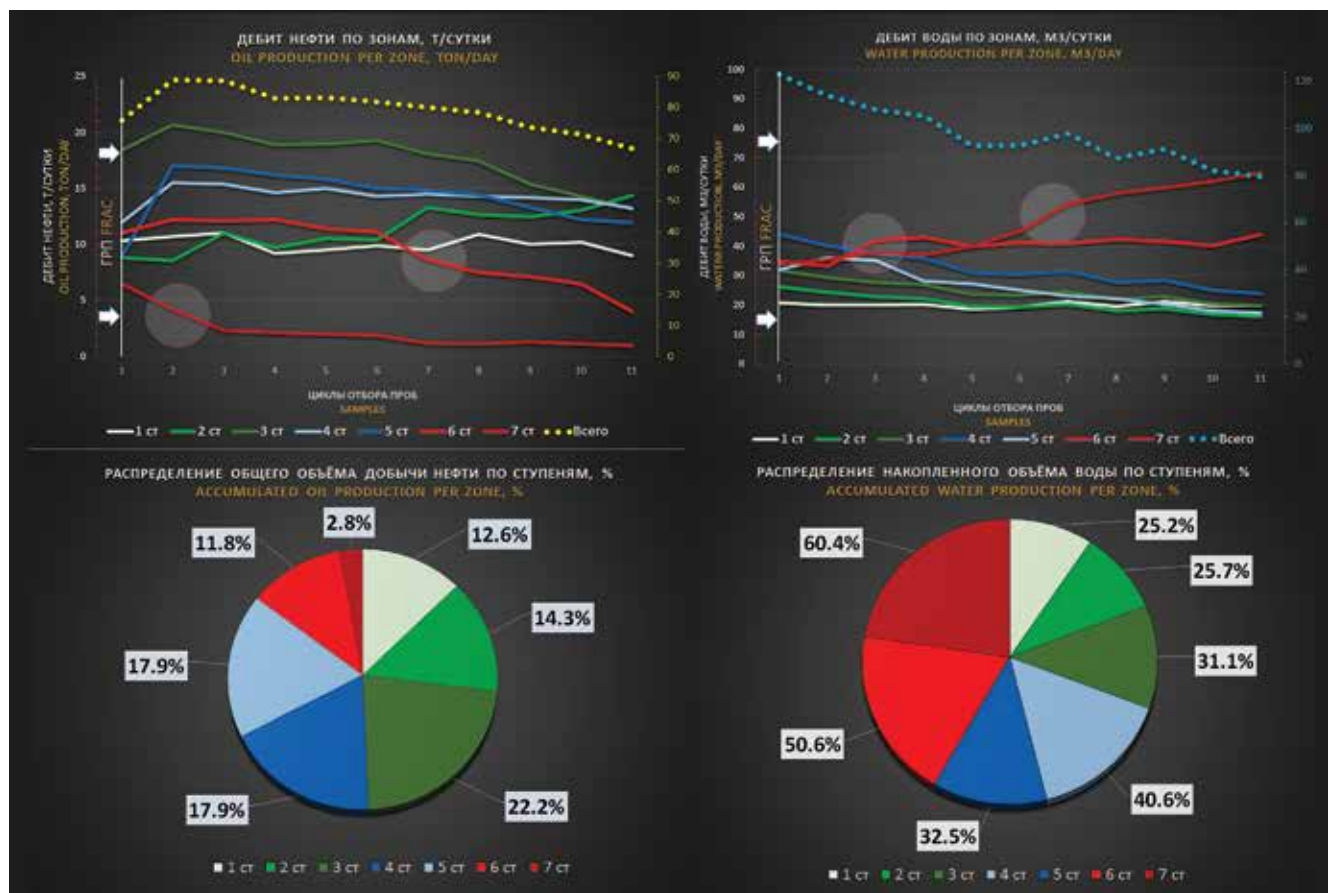


Рисунок 5 – Последовательное падение притока нефти в ступенях 7 и 6

Figure 5 – Consecutive decreases in oil inflow at intervals 7 and 6

координаты, время возбуждения, параметры достоверности, энергия каждого источника, значения средних скоростей распространения сейсмических волн от выделенных источников до поверхности. Данные микросейсмического анализа подтверждают развитие области

the difference calculated from the results of flow cytometry did not exceed 6%. Based on test results, a conclusion was reached on the high accuracy of the method.

The process of monitoring changes in inflow of several production intervals in horizontal bore

микросейсмической активности в процессе операции ГРП на каждом из четырех интервалов.

Данные, полученные в результате микросейсмического исследования, подтверждают факт гидроразрыва во всех заявленных зонах. Однако последующий разовый спуск инструментов ПГИ показал отсутствие данных относительно интервала 4 по причине дебита ниже порога активации турбины расходомера. Трассерные исследования, проведенные путем отбора 16 проб на протяжении месяца показали картину притоков скважины в динамике, зафиксировав стабильную работу интервала 4 в каждом из 16 исследований. По данным диагностики выяснилось, что в период исследований наиболее продуктивно работает ступень 1, выдавая самый высокий дебит по нефти при наименьшей обводненности – 47% и 22% от общего дебита по нефти и воде соответственно.

Как следует из рис. 6, интервал 4 показал хорошую продуктивность по воде, выразившуюся в 22% от накопленного дебита по нефти. Однако этот же интервал страдает самой высокой обводненностью – 31% от общего накопленного дебита по воде.

В данном случае, сравнивая результаты исследования с данными прибора ПГИ с одной турбинкой скважинного расходомера, преимущество технологии в виде возможности уверенной работы независимо от режима и профиля течения флюида в стволе скважины.

Таблица 3 – Интервалы скважины и параметры трещины МГРП, определенные микросейсмическим исследованием

Table 3 – Well intervals and fracture parameters

Интервалы скважины / Production intervals				
	1	2	3	4
Глубина по инструменту, м Measured Depth, m	3134,3–3135,6	3245,7–3246,9	3343,3–3344,5	3438,7–3439,8
Истинная глубина, м True Vertical Depth, m	2810,88	2811,46	2813,08	2813,96
Темп закачки, м³/мин Pumping rate, m³/min	3,5	3,5	3,5	3,5
Проппант, т Proppant, tonne	40	40	40	40
Трассированный проппант, т Traced proppant, t	15	15	15	15
Параметры трещин гидроразрыва Parameters of fractures				
Закрепленная ширина, мм Fracture width, mm	2,57	2,94	4,21	2,9
Средняя высота, м Average fracture height, m	34,1	46,7	34,5	42,7
Закрепленная длина, м Fracture length, m	141,9	110,1	86,1	86,25

was simulated in the laboratory of "Geosplit" in Skolkovo city.

The laboratory testing used a specially designed laboratory bench with a horizontally located barrel equipped with injection ports and performed at seven (7) intervals. Each interval was loaded by proppant having individual signatures of quantum dot tracers. Small electric pumps were used to inject a mixture of oil and water though the proppant simulating water breakthrough in the horizontal lateral. Injection rates and oil-water ratio were gradually altered throughout the experiment. The study was conducted based on 12 samples taken in 7 days. According to diagnostic results, and in accordance with the changes in injection rates, sequential oil inflow drops were detected in intervals 7 and 6. At the same time, both intervals showed a smooth increase in water inflow as detected by flow cytometry. The study illustrated that the total rate of water output as presented in Figure 5 revealed the increase of water production in intervals 7 and 6.

Таблица 4 – Сравнение данных диагностики с помощью устройства ПГИ и трассерного исследования притоков

Table 4 – Comparison of intervals inflow data obtained using downhole tools and quantum tracers diagnostics

Интервалы скважины / Production intervals				
	1	2	3	4
Внутрискважинная диагностика ПГИ Production logging using downhole tools				
Расход по ПГИ, м³/час	8	16	16	Нет данных No data
Вклад ступени в общий дебит, %	20	40	40	0
Трассерная диагностика в динамике Quantum dot tracers production logging				
Расход, м³/час Interval flow rate, m³/h	19,8	13,0	14,3	12,9
	19,6	12,9	14,2	13,0
	19,5	12,9	14,3	13,1
	19,4	12,9	14,3	13,1
	25,4	17,2	18,7	18,2
	25,4	17,2	18,6	18,3
	25,1	17,0	18,5	18,8
	24,8	16,8	18,6	19,2
	23,6	16,6	18,3	19,0
	23,1	16,5	18,4	19,6
	21,9	16,4	18,8	20,4
	21,5	16,8	19,5	19,9
	20,7	16,6	19,1	19,3
	20,5	16,9	17,4	19,0
	19,5	16,0	17,1	18,2
	19,4	15,8	16,9	18,7
Вклад ступени в общий дебит*, % Interval accumulated production*, %	31%	24,6%	22,2%	22,4%

*На основании цикла из 16 исследований
*Based on study of 16 samples

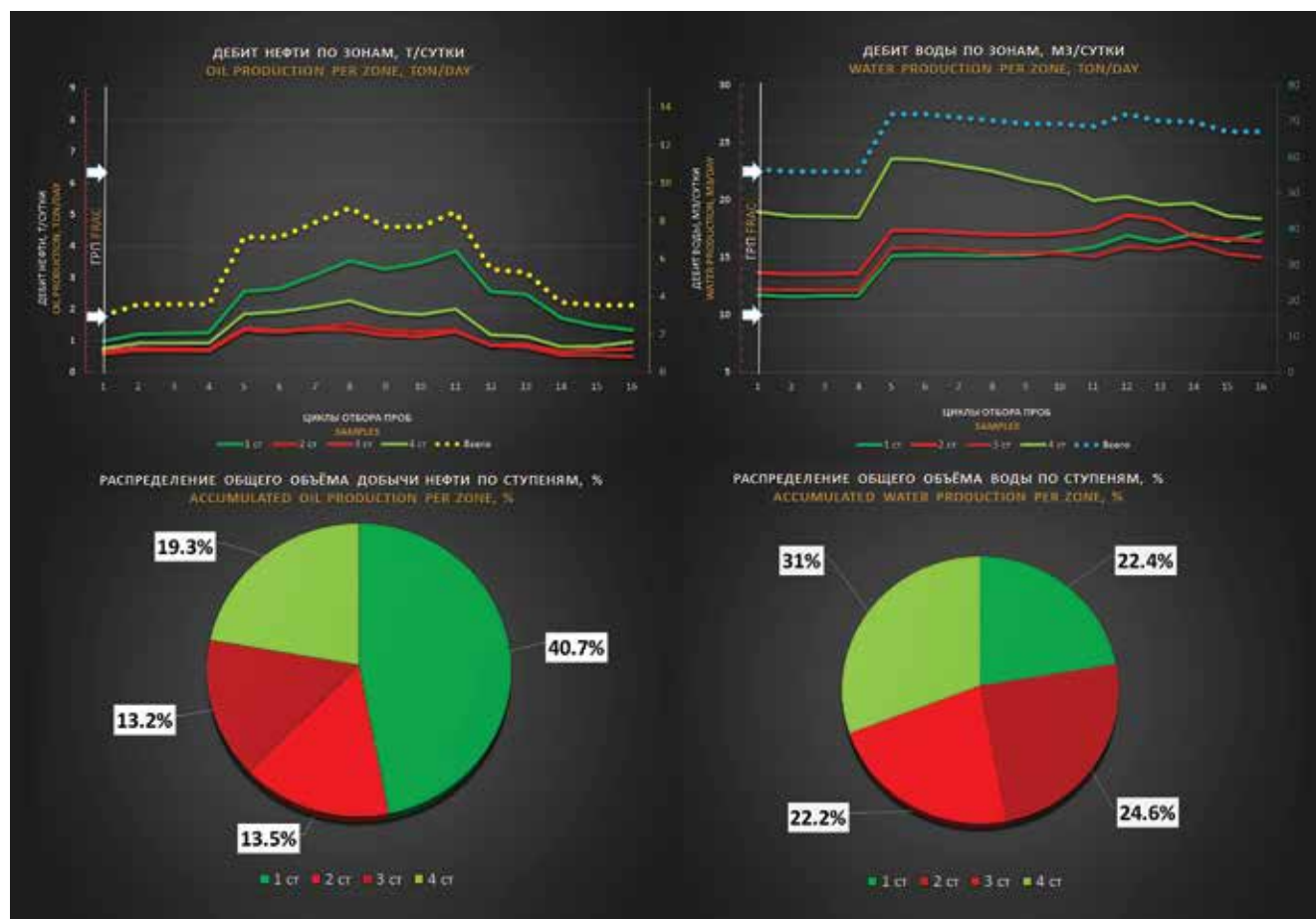


Рисунок 6 – Интервал 1 наиболее продуктивен. Самая высокая обводненность зафиксирована в интервале 4

Figure 6 – Interval 1 is the most productive while interval 4 is producing water at most

Следующий приведенный пример успешного полевого применения технологии осуществлен на Уренгойском месторождении на газоконденсатной скважине с шестиступенчатым МГРП. Исследование проведено на основании результатов обработки 15 проб, взятых в течение 200 дней. При проведении ГРП каждая трещина была заполнена 10 т трассированного проппанта с индивидуальными квантовыми маркерами. Данная работа позволила наиболее полно реализовать функцию мониторинга, так как пробы были значительно разнесены во времени. При анализе показателей накопленных дебитов по нефти и воде за весь период исследований, показанных на рис. 7, наблюдается относительно равномерная работа всех ступеней, несмотря на рост обводненности в интервалах 5 и 6 спустя 3 месяца после проведения ГРП.

ВЫВОДЫ

Качественный и количественный анализ состава маркеров позволяет делать обоснованные заключения о работе продуктивных зон скважины. Для каждой ступени ГРП используется уникальная комбинация маркеров, что исключает возможность ошибок интерпретации данных.

Применение технологии на месторождениях

FIELD IMPLEMENTATION

On August 2014, one of the oil & gas producing companies implemented hydraulic fracturing in a horizontal well located in one of the largest fields of the Khanty-Mansiysk District in Russia. Each of the four (4) fracturing intervals consumed 35 tons of regular ceramic proppant and 15 tons of proppant with quantum dot tracers. Microseismical surveillance of fracturing operation recorded data on the following: coordinates of microseismical events, excitation time, parameters of reliability, energy of each source, mean values of the propagation velocities of seismic waves from sources of origin to the surface.

Microseismical survey confirms the fact of hydraulic fracturing in all declared zones. However, the subsequent one-time well intervention with production logging downhole tool showed zero production in interval 4 due to a flow rate that is below the activation threshold of the flow meter's spinner and a distortion caused by fluid layering in the wellbore. Simultaneous with the conventional production logging is the customer implemented quantum dot tracers' technology. The study of 16 samples taken during one (1) month period indicated a well inflow per interval in dynamics. Unlike the conventional method, the "Geosplit" technology detected stable inflow in interval 4 during each of 16 researches.

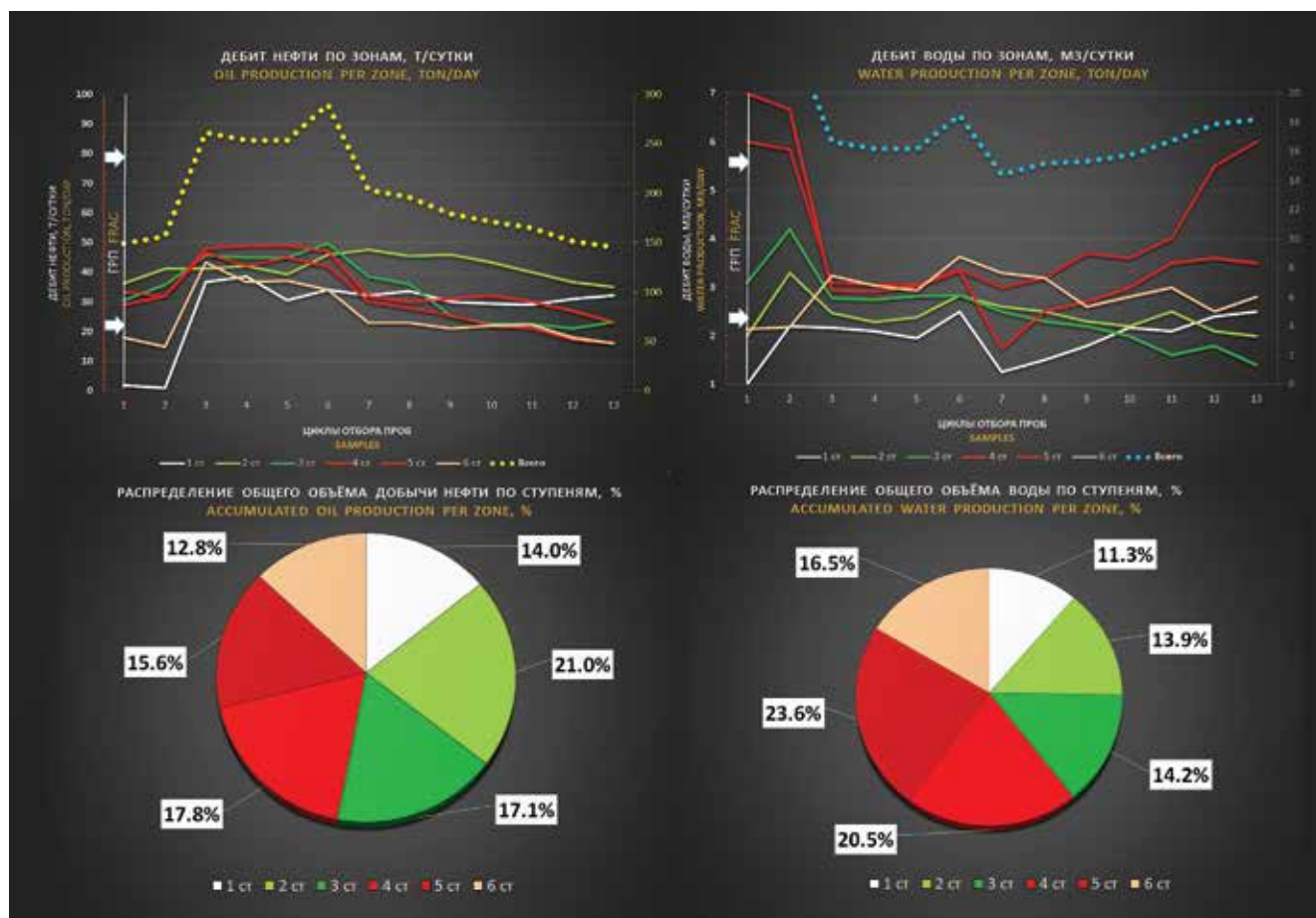


Рисунок 7 – Дебиты по нефти и воде по шести интервалам газоконденсатной скважины на Уренгойском месторождении
Figure 7 – Intervals' production rates and cumulative production

ведущих российских добывающих компаний в 2016–2017 годах показало, что по сравнению со спуском инструментов в скважину с помощью каротажного оборудования и ГНКТ для записи данных по расходам и течению фаз пластового флюида по всему стволу скважины трассерный мониторинг обладает следующими преимуществами:

- работа в течение длительного времени с формированием динамичной картины производительности каждого из интервалов скважины, в отличие от одноразовой каротажной операции;
- меньшая ресурсоемкость и, как следствие, меньшая стоимость исследований;
- уверенная работа в условиях, когда традиционные внутрискважинные каротажные операции невозможны или осложнены.

Трассерная технология, основанная на квантовых точках, позволяет решать ряд актуальных задач, таких как:

- оценка профиля притока скважины после МГРП;
- оценка работы каждой ступени по воде и нефти;
- оптимизация технических решений по закачиванию скважин на ранних стадиях разработки месторождения;

As shown in Figure 6, interval 4 contributed as much as 22% of the total accumulated oil production and 31% of the total accumulated water production. In comparison with the data obtained by conventional logging tool equipped with a single spinner, the data provided by tracer technology was more convincing for our customer.

Another case of tracers' technology field implementation is a horizontal well with a six-stage fracturing located in Urengoy gas condensate field. The study of production intervals inflow was conducted based on 15 samples of formation fluid of which samples are taken within 200 days. Each fractured interval was filled up with 10 tons of Geosplit's traced proppant. This case allowed the most complete implementation of technologies' monitoring function as it had a next ended sampling schedule. As shown in Figure 7, all six intervals initially showed a suitable gas condensate inflow. Three months later, intervals 5 and 6 experienced rapid increase in water production. However, analysing the accumulated production during the entire period of conducting the research study, it can be concluded that all intervals contributed in the total production of the well are relatively uniform.

CONCLUSION

Qualitative and quantitative analysis of quantum dot marker-reporters in samples of formation fluid

- анализ потенциального долгосрочного извлечения флюида;
- развернутая информация для анализа взаимного влияния соседних скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологии особенно эффективно при ранней диагностике обводненности скважин, что позволяет правильно выбрать подходящую технологию ремонтно-водоизоляционных работ, оперативно применить ее и оптимизировать дебит скважины по нефти. Проблема обводненности весьма актуальна для российских месторождений, где только до 30% скважин достигают проектных значений по нефтеотдаче. Также эффективность водоизоляционных и ремонтных работ не превышает 60%, и одной из ключевых причин является отсутствие доступных и точных методов диагностики.

Технологии трассирования активно развиваются иностранными компаниями. Например, один из альтернативных вариантов технологии трассирования подразумевает применение так называемых ДНК-трассеров, расположенных непосредственно в скважине, в компоновке обсадной колонны.

Однако производство ДНК-трассеров требует создания длинных полимерных молекул, состоящих из повторяющихся блоков – нуклеотидов. Требуется синтез уникальных и неповторимых маркеров для каждой операции, что влечет увеличение времени подготовки и стоимости исследования. При размещении маркеров в скважине, в компоновке обсадной колонны, требуется проектирование и изготовление ее компонентов под каждую конкретную зону притока. Такое техническое решение делает каждую скважину индивидуальным проектом, который подразумевает многократное увеличение времени и стоимости операции.

Для обеспечения функционирования трассерной технологии требуется значительное количество полимерного вещества, содержащего индикаторы. Нельзя не отметить, что при размещении материалов с трассерами в конструкции обсадной колонны площадь контакта между пластом и скважиной снижается, что может оказывать влияние на дебит скважины. По сравнению с существующими технологиями преимущества размещения трассеров в расклинивающем материале МГРП – это универсальность и относительная простота в применении, не требующая значительных организационных усилий со стороны заказчика и планирования на ранних этапах жизни скважины, таких как спуск обсадной колонны. ©

allows making informed conclusions about the performance of productive intervals of horizontal well. Application of the technology in the fields of the leading Russian oil and gas companies in 2016–2017 showed the following benefits:

- the possibility of monitoring inflows for a long time, in contrast to a one-time logging operation;
- a significantly lower resource intensity and cost;
- confidence in conditions when the traditional downhole logging operations are complicated.

Quantum dot tracer technology allows solving a number of problems, such as:

- post fracturing inflow profile evaluation extended in time;
- assessment of each production interval in regards to water and oil production;
- optimization of technical solutions for well completions in the early stages of field development, such as number of ports;
- analysis of hydrocarbons extraction ratio;
- detailed information in the analysis of mutual influence of neighbouring wells in the oilfield.

The application of the technology is particularly effective in the early diagnosis of water breakthrough, which allows enough time to choose the right technology for water shut off operation. In Russia, only about 30% of wells reach designed volumes of oil production. Less than 60% of all water shut off operations are successful as it lacks timely and cost-effective diagnostic instruments. Ultimately, this fact reflects in declining production rates and increasing incurred costs.

Domain of tracer technologies is actively developing and implemented in many countries around the world. For example, one of the alternative versions of the tracing technology involves the use of the so-called DNA tracers located directly in well casing.

However, the production of DNA tracers requires the creation of long polymer molecules consisting of repeating blocks - nucleotides. The synthesis of unique and unique marker-reporters for each operation is relatively a complex task, which entails an increase in the preparation time and cost of the study. When markers are loaded to casing configuration, it is required to design and manufacture well completion components individually for each production interval. Such technical solution makes each well an individual and special project which implies a multiple increase in the time and cost of the operation.

It is important to mention that as additional materials are placed in the casing design, the contact area between the formation and the wellbore is reduced, which can affect the production rate of the well. Compared with existing technologies, the advantages of locating tracers in fracturing proppant are versatility and relative ease of use, which do not require long-term planning starting at early stages of a well's lifecycle such as drilling and completion. ©

Конференция и выставка по коiled tubing и внутрискважинным работам проходила в конференц-центре им. Джорджа Р. Брауна, г. Хьюстон, штат Техас, США, с 21 по 22 марта 2017 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

В мероприятии 2017 года было представлено большое число докладов, которые осветили достижения, инновационные решения, практики и решения для улучшения производительности во всех секторах индустрии, включая:

- коiled tubing технологии;
- кабельные работы и операции с использованием скважинных тракторов;
- ремонт скважины/спуск инструмента под давлением;
- насосную эксплуатацию.

Общие темы, которые были освещены, включали в себя технологии и примеры их использования в наземных и шельфовых проектах, а также практики по поддержанию промышленной и экологической безопасности. В свете текущих трудностей в индустрии был сделан особый акцент на повышение производственной эффективности, снижение непродуктивного времени, а также на рентабельное глушение скважин.

Журнал «Время коiled tubing» представляет вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, представленных во время конференции и выставки SPE/ICoTA 2017 по коiled tubing и внутрискважинным работам.

Оптимизация свойств материала гибкой трубы, используемой для операций в длинных горизонтальных стволах

Кен Ньюман, П.Е. Патрик Кэллехер, Брайан Ганби
(Athena Engineering Services)

АННОТАЦИЯ

В настоящее время есть спрос на гибкую трубу (ГТ), которая может безопасно использоваться в длинных боковых стволах и достигать глубин значительно больших, чем на это способны ГТ из стали. Некоторые предполагают, что ГТ, сделанная из более легких материалов, могла бы сохранить

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2017 по коiled tubing и внутрискважинным работам (Часть 1)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2017 Abstracts

(Part 1)

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place at the George R. Brown Convention Center in Houston, Texas, USA on March 21–22, 2017. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

The 2017 event covered innovative solutions, case histories, and performance improvements across all sectors of well intervention, including:

- Coiled tubing
- Wireline and tractor
- Hydraulic workover/snubbing
- Pumping services

General themes that were covered included technology and applications, offshore as well as onshore operations and HSE. In the light of current industry challenges a special focus was made on increasing operations efficiency, reducing non-productive time, and cost effective well abandonment.

Coiled Tubing Times presents the abstracts of the most interesting reports made during the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2017.

Optimizing CT Material Properties for Extended Reach Operations

Ken Newman, P.E., Patrick Kelleher, and Brian Gunby (Athena Engineering Services)

ABSTRACT

There is a demand in the industry for coiled tubing (CT) that can safely reach significantly

нейтральную или положительную плавучесть в горизонтальной секции скважины и таким образом достигать экстраординарных значений глубины по стволу без превышения предела текучести. Однако для всесторонней оценки способности ГТ достигать больших глубин необходимо учитывать некоторые другие аспекты колтюбинговых операций. Эти аспекты зачастую могут вызывать фрикционный стопор ГТ из легких материалов на небольших (по меркам стальных ГТ) глубинах.

С использованием параметрического анализа в данной статье будут численно рассчитаны эффекты, связанные со свойствами материалов ГТ, включая жесткость и плотность материала, влияющие на способность ГТ достигать больших глубин в горизонтальных стволах. Также будет проведена корреляция этих свойств с материалами, доступными на сегодняшний день, включая сталь, титан и композиты. Будет дано объяснение, почему стальные трубы используются в большинстве колтюбинговых операций сегодня.

Преодоление сложностей в процессе стимуляции глубоководной скважины, законченной ГРП с установкой гравийных фильтров, в Мексиканском заливе с использованием колтюбинга

Эрик Дж. Гаген (Schlumberger); Алекс Д. Менкхаус (Kellogg School of Management)

АННОТАЦИЯ

Достижение эффективного покрытия пласта при проведении операций по стимуляции глубоководных скважин после ГРП, законченных гравийными фильтрами, является зачастую довольно проблематичным из-за множества факторов, включая длину секций с фильтрами, неопределенность механизмов повреждений, а также способность отклоняющих материалов/жидкостей отклонять за фильтры и вглубь пласта. Данная работа демонстрирует успешную методику, использованную в беспрецедентных условиях.

Обработка вышеупомянутой скважины с использованием гибкой трубы (ГТ), оснащенной оптоволоконным кабелем, а также вращающегося гидравлического гидромониторного инструмента была успешно проведена в интервале длиной 152 м после нескольких безуспешных попыток. Применение ГТ с оптоволоконным кабелем и инструментов для внутрискважинных измерений позволило провести операцию, основанную на забойных данных и измерениях температуры, полученных в режиме реального времени.

По сравнению с предыдущими операциями в этой присутствовало высокое давление. Длина оптоволоконного кабеля, запасованного в ГТ, была одной из наибольших. Барабан с ГТ подвергся модификациям для того, чтобы учесть возросший вес. Для работ пришлось использовать более

farther in horizontal wells than the current, steel based technology can reach. Some have suggested that CT composed of lighter materials could maintain a neutral or positive buoyancy (floating) in the horizontal section and thus be capable of reaching extraordinary total depths without exceeding their yield limit. However, several other aspects of CT operations must be considered for a complete assessment of extended reach capability, and these aspects often cause lighter materials to friction lock at shallow depths relative to their steel counterparts.

Using a parametric analysis, this paper will quantify the effect material properties, including stiffness and density, have on CT performance in extended reach wells. It will also correlate those properties with materials available today such as steel, titanium, and composites to explain why steel tubing is used in most CT operations.

Overcoming Challenges of Stimulating a Deepwater Frac-Pack-Completed Well in the Gulf of Mexico Using Coiled Tubing with Real-Time Downhole Measurements

Eric J. Gagen (Schlumberger); Alex D. Menkhaus (Kellogg School of Management)

ABSTRACT

Achieving effective fluid coverage of stimulation operations in deepwater frac-pack completions is often challenging due to a variety of factors, including, but not limited to, the length of screened intervals, the uncertainty of damage mechanisms, and the ability of diversion materials/fluids to divert beyond the screens and into the formation. This case study demonstrates a successful technique used in conditions not previously attempted.

This treatment in a deepwater, frac-packed well with fiber-optic-equipped coiled tubing (CT) and a rotating, hydraulic high-pressure jetting tool achieved the successful stimulation of a 500-ft-long frac-packed zone after several previous failures using different techniques. By using a CT equipped with fiber optics and downhole measurement tools, engineers were able to perform a data-driven operation based on real-time bottomhole measurements and distributed temperature surveys.

This was a high-pressure application compared to previous operations. It was one of the longest fiberoptic cables injected into a CT reel. Modifications were made to the CT reel to support the expanded weight. A stronger type of fiber optic carrier had to be

выносливую оптоволоконную линию связи. Также пришлось применять специализированную процедуру тестирования и валидации для того, чтобы расширить диапазон надежной и безотказной работы внутрискважинных инструментов.

Колтюбинговая телеметрическая система экономит время и улучшает эффективность проведения работ на нескольких скважинах в Норвегии

Диего Бланко, Манфред Сакх, Сильвиу Луческу (Baker Hughes)

АННОТАЦИЯ

Недавно разработанная колтюбинговая телеметрическая система (КТС) диаметром 88,9 мм была использована для оптимизации работ с применением гибкой трубы (ГТ) в режиме реального времени. К числу упомянутых работ относились операции по фрезерованию, очистке, каротажу и перфорации в нескольких скважинах на шельфе Норвегии.

КТС состоит из наземного аппаратного и программного обеспечения, двухцелевого кабеля внутри несущей ГТ, а также многофункциональной компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Кабель передает электроэнергию с поверхности к внутрискважинным датчикам, расположенным в КНБК, а также данные с этих датчиков обратно на поверхность. КНБК, доступная в одном из трех типоразмеров (54,0 мм, 73,0 мм и 88,9 мм), содержит локатор муфт и два датчика давления и температуры, которые способны измерять внутрискважинные данные внутри и снаружи КНБК. Одним из основных преимуществ КТС является ее универсальность. Например, переключение между различными видами работ требует лишь замены одной из частей КНБК. Это снижает необходимость в монтаже-демонтаже оборудования, что приводит к экономии времени и средств операторов месторождения. Еще одним серьезным преимуществом является тот факт, что данные с КТС приходят в режиме реального времени, позволяя колтюбинговой бригаде принимать решения мгновенно на основе поступающих данных.

Глушение и ликвидация подводной скважины с использованием надувного пакера, спускаемого на колтюбинге

В. Акбар, М. Фуад (Schlumberger)

АННОТАЦИЯ

Неспособность правильным образом ликвидировать скважину может создать серьезные риски безопасности окружающей среды, а также привести к проблемам с органами государственного регулирования и нанести ущерб имиджу добывающей компании. В данной работе приведена информация о работах по глушению и ликвидации пяти подводных скважин, расположенных на шельфе Восточного Калимантана, Индонезия,

utilized. A customized testing and validation procedure had to be used to extend the operating envelope of the fiber-optic-enabled downhole tools to perform reliably.

3-½ in. Coiled Tubing Telemetry System Saves Time and Improves Operational Efficiency During a Multi-Well Campaign in Norway

Diego Blanco, Manfred Sach, and Silviu Livescu (Baker Hughes)

ABSTRACT

A newly-developed 3 ½-in. coiled tubing telemetry (CTT) system has been used for the real-time operational optimization of such coiled tubing (CT) applications as milling, cleanout, logging, and perforation, in an offshore multi-well campaign in Norway. The CTT system consists of surface hardware and software, a dual-purpose wire inside the carrying CT, and the multi-function bottom hole assembly (BHA). The wire transmits electrical power from surface to the downhole sensors located in the BHA and the downhole data from these sensors to surface. The BHA, designed in one of three sizes (i.e., 2 ⅝-, 2 ⅞-, and 3 ½-in.), contains a casing collar locator (CCL) and two pressure and temperature transducers that are capable to measure downhole data inside and outside the BHA. One of the main advantages of the CTT system is its versatility. For instance, switching between applications is as simple as only changing a certain part of the BHA. This reduces the need to rig-up and rig-down and leads to operational time and cost savings to operators. Another main advantage stems from its real-time downhole data certainty, as the CT field crew can immediately make decisions based on dynamic downhole events.

Subsea Well Plug and Abandon Intervention Using a Coiled Tubing Conveyed Inflatable Packer A Case Study

V. Akbar and M. Fuad (Schlumberger)

ABSTRACT

Failing to properly abandon a well can create significant safety and environmental hazards, lead to noncompliant status with regulatory agencies, and harm the operator's image. This case study follows the plug and abandon interventions of five subsea wells located offshore East Kalimantan, Indonesia that had been left shut in since the 1980s after they stop producing. The questionable

которые были ликвидированы с 1980 года после того, как добыча из них прекратилась. Вопросы, касающиеся целостности этих старых подводных скважин, могли бы доставить серьезные проблемы.

Спуск надувного пакера на гибкой трубе (ГТ) был выбран для проведения соответствующих работ по контролю целостности одной из скважин из-за того, что пакер был способен изолировать верхнюю часть заканчивания и донную фонтанную арматуру в процессе продавки цемента в пласт. Таким образом удалось минимизировать влияние давления на компоненты скважины, что, в свою очередь, минимизировало риски получения проблем с контролем скважины из-за избыточного давления. Еще одна проблема была связана с трудностями размещения цемента в затрубном пространстве между обсадной и лифтовой колоннами, поскольку сливной канал со стороны затруба был удален из-за коррозии. Надувной пакер, спущенный на ГТ, был установлен между двумя перфорационными отверстиями в лифтовой колонне, что позволило точно разместить цемент в затрубе.

Разбуривание пробок ГРП в условиях нетрадиционных месторождений

Габриэль Занеллатто, Хуан Мартин Шкларц, Эстебан Пач (Halliburton); Мартен Небиоло (YPF)

АННОТАЦИЯ

Один из поставщиков буровых долот предоставил фрезы и долота для операции по разбуриванию пробок ГРП, проводимой в рамках нового проекта на месторождении Vaca Muerta в Аргентине. Однако было сложно получить информацию о похожем рода операциях где-либо еще. Поэтому было принято решение представить опыт, полученный при проведении работ по разбуриванию пробок для ГРП, в данной статье.

Использовалось несколько технологий, каждая из которых получила обзор в работе. К ним относятся фрезы, шарошечные долота и PDC-долота. Были проанализированы такие аспекты, как размер и форма шлама, число фрезеровок, очистки ствола, а также виды износов долот. Все операции проводились с применением гибких труб (ГТ). К другим параметрам, рассматриваемым в рамках анализа, можно отнести: параметры бурения, число СПО на скважину, число разбуренных пробок на одну СПО, а также допуски в отношении шаблонов обсадных колонн. В работе обсуждаются некоторые проблемы, с которыми пришлось столкнуться во время работ, такие, например, как деформация обсадной колонны и остановка забойного двигателя.

Операции проводились в серии горизонтальных и вертикальных скважин. Всего было разбурено более 500 пробок для ГРП в 60 скважинах, что дало достаточно опыта для подведения определенных итогов. Было подтверждено, что пяти- или шестилопастное PDC-долото является наилучшим выбором, который позволяет снизить время бурения, ►

well integrity and limited circulation paths of these older subsea wells had the potential to generate additional hazards unless properly addressed.

An inflatable packer run on coiled tubing (CT) was chosen to address the challenge of well integrity because the packer was able to isolate the upper completion and subsea tree while cement was being injected into the reservoir. Hence, exposure of the well components to pressure was minimized, which consequently minimized the risk of having a well control issue due to overpressure. Another challenge stemmed from the difficulties of placing cement in the casing–production-tubing annulus as the return line on the annulus side was removed due to corrosion. A CT-conveyed inflatable packer set in between two punch holes on production tubing allowed for accurate cement placement in the casing – production-tubing annulus.

Fracturing Plugs Drillout Experiences in Unconventional Applications

Gabriel Zanellato, Juan Martin Szklarz, and Esteban Pach (Halliburton); Martin Nebiolo (YPF)

ABSTRACT

A drill-bit supplier provided mills and bits for drilling out fracturing plugs for a new project in the Vaca Muerta formation in Argentina; however, it was difficult to locate information on similar experiences elsewhere. This paper presents the experience gained during execution of a completions project that included fracturing plug drillouts.

Several technologies were used, and their performances are reviewed, including mills, roller-cone bits, and polycrystalline diamond compact (PDC) bits. Drillout times, size and shape of debris, hole cleaning, and tool dull grades are analyzed. All operations were performed with coiled tubing (CT) equipment. Other parameters considered in the analysis include drilling parameters, number of runs to complete a well, plugs per run drilled, and tolerances with respect to casing drift. Some problems that occurred during project execution are discussed, such as motor stall and casing deformation.

The operations were performed in a combination of horizontal and vertical wells. More than 500 fracturing plugs were drilled out in more than 60 wells, gaining sufficient experience to derive significant conclusions. To help reduce drilling time, improve economics, minimize risks, and ►

улучшить рентабельность, минимизировать риски и уменьшить усталостный износ ГТ. Этот тип долота обладает приемлемой скоростью проходки, для него отсутствуют риски потери движущихся частей, а риск остановки забойного двигателя минимален. Когда допуски в отношении шаблона обсадной колонны верны, PDC-долото также минимизирует размер шлама, что помогает снизить риски прихвата и улучшает последующие уровни добычи из скважины.

Внутрискважинные работы с применением колтюбинга из высокопрочной стали в скважинах Северного моря, характеризующихся экстремальными значениями давления/температуры

Константин Ермаков, Анна Савёнок (Halliburton)

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлена информация о проблемах, с которыми пришлось столкнуться в процессе разведки и разработки скважин с экстремальными значениями давления/температуры, идет обсуждение того, как эти проблемы были успешно преодолены посредством разработки материалов и электроники, способных выдерживать такие жесткие скважинные условия.

В процессе добычи из подобных скважин части коллектора выборочно истощаются. При этом давление снижается на величину, которая вплоть до 64 МПа ниже первоначальной. При проведении перфорации скважин, включая нетронутые пески, необходимо правильно учитывать это дифференциальное давление, поскольку существуют серьезные риски прихвата перфораторов. Самым безопасным был признан метод осуществления минимального количества перфораций на заданном интервале 230 м за одну СПО с использованием гибкой трубы (ГТ), изготовленной из стали с пределом прочности 896 МПа. Перфораторы весом 3200 кг успешно спускались, использовались для создания отверстий и извлекались из скважин под давлением.

В некоторых скважинах месторождения имелись дополнительные осложнения, связанные с образованием окалины вдоль всей длины заканчивания. Эта окалина не могла быть растворена при помощи кислоты, а также была слишком тяжелой, чтобы вымыть ее циркуляцией через ГТ. При проведении кампании по повторной перфорации секция из стальной трубы с добавлением 25% хрома и пределом прочности в 862 МПа была успешно размещена на ГТ в скважине с искривлением в 52 и конечной глубиной 7200 м.

Новаторская технология повышает безопасность системы для перфорации на кабеле

Альфредо Дж. Файард, Кеннет Гудмэн (Schlumberger)

АННОТАЦИЯ

В различных отраслях промышленности отсутствует единая позиция относительно безопасности при работах со взрывчаткой и инициации взрывов при

reduce CT system fatigue, the five to six-blade PDC bit was verified as the best option in this context. This drill type has an acceptable rate of penetration (ROP), does not risk losing moving parts, and minimizes motor stall. When tolerance with respect to casing drift is correct, the five to six-blade PDC bit also minimizes debris size, which helps reduce stuck-in-hole risks and improves subsequent well production.

High-Strength 130-kpsi Coiled Tubing Intervention in High-Pressure/Extreme-Temperature Wells, North Sea

Konstantin Ermakov and Anna Savenkova (Halliburton)

ABSTRACT

This paper introduces challenges faced in the exploration and development of high-pressure/extreme-temperature (HP/ET) wells and discusses how these challenges were successfully overcome through the development of materials and electronics capable of withstanding such harsh environments.

As HP/ET wells are produced, parts of the reservoir are differentially depleted by as much as 640 bar less than virgin pressure. When perforating wells, including virgin sands, this differential pressure has to be properly managed to reduce the risk of stuck guns. The safest method of perforation has been to complete as few runs as possible using high-strength (130 kpsi) coiled tubing (CT) to perforate a full interval of 230 m (755 ft) in one run. Gun weights of 3200 kg (7,055 lbm) have been deployed, fired, and retrieved under pressure without accident or incident.

Some HP/ET wells in the field have the additional challenge of scale formation throughout the completion. This scale cannot be dissolved in acid and is too heavy to be circulated out of the hole using CT. During a reperforation campaign, a cut of 25% Cr 125-kpsi tubing was correlated and completed successfully on CT in a high-angle well of 52° and a total depth (TD) of 7200 m measured depth (MD) (23,622 ft).

Novel Technology Improves System Safety in Wireline Perforating

Alfredo J. Fayard and Kenneth Goodman (Schlumberger)

ABSTRACT

Among different industries, there is a lack of consensus with regard to wireline initiation safety with explosives. In the oil industry,

помощи кабельных каналов. В нефтяной индустрии процедурные методы, такие как использование предохранительных ключей и электрическое взведение взрывателя, успешно используются уже многие годы. Однако интенсивное использование ГРП приводит к появлению новых угроз, таких как множественные источники радиоизлучения и электрическое оборудование для ГРП. В данной работе сделана попытка прояснить требования безопасности на буровой, а также предлагаются некоторые новые решения.

Радиоизлучение может вызвать непроизвольную детонацию электрического взрывного устройства, что будет иметь катастрофические последствия в случае, если устройство подсоединено к кабельному перфоратору. Точное следование процедурам безопасности, включая радиомолчание в процессе проведения перфорационных работ, устранило большую часть радиочастотных рисков.

Производители взрывчатых веществ и сервисные компании в курсе этого тренда и разрабатывают новую продукцию для технического контроля факторов риска.

Влияние эффектов скручивания труб лифтовой колонны на проходимость колтюбинга

Кун Ксинг и Гао Дели (China University of Petroleum)

АННОТАЦИЯ

Многие операции с использованием гибкой трубы (ГТ) включают в себя прохождение через лифтовую колонну. Однако из-за неблагоприятной траектории скважины или геометрии труб, особенно в случае спирального скручивания, колтюбинговые операции по-прежнему сталкиваются с различными трудностями при подъеме или спуске через лифтовую колонну. В данной работе предложена новая концептуальная «локальная модель», которая дает искусное описание отклонений ГТ в скрученной лифтовой колонне с локальной точки зрения. Модель призвана дополнить интегральную модель скручивающих и осевых нагрузок.

В первую очередь, ГТ может проходить через скрученную лифтовую колонну свободно, т.е. без каких-либо деформаций. Согласно ограниченному взаимному расположению колонны и ГТ можно вычислить максимальную длину и внешний диаметр ГТ. Во-вторых, когда размерные параметры ГТ находятся за рамками рассчитанных выше значений, это означает, что ГТ может пройти сквозь лифтовую колонну, только деформировавшись.

Таким образом, была создана модель сжато-изогнутых элементов для анализа отклонений колтюбинга и его изгибания в змеевидной и спиральным образом скрученной лифтовой колонне. Результаты расчетов показывают, что конфигурации спирально-скрученной колонны оказывают значительное влияние на размеры ГТ, позволяющие ей свободно проходить через лифтовую колонну. ☉

procedural methods, such as electrical before ballistic arming (EBBA) and safety keys, have been used successfully for many years. However, the industrialization of fracturing has increased the volume and speed of the operations, and it is now common to have new hazards, such as multiple radio frequency (RF) sources and electric fracturing equipment. This work attempts to clarify wellsite safety requirements and proposes new solutions.

RF radiation can create accidental detonation of an electro-explosive device (EED), which can be catastrophic if the device is connected to a wireline perforating gun. Strict adherence to safety procedures including radio silence during perforating jobs and other controls have mitigated most RF risks.

The explosive manufacturers and service companies are aware of this trend and are developing new products to add engineered controls for the hazards.

Effects of Buckled Tubing on Coiled Tubing Passability

Xing Qin and Deli Gao (MOE Key Lab of Petroleum Engineering, China University of Petroleum)

ABSTRACT

Many coiled tubing (CT) operations involve passage through the production tubing. However, due to the adverse wellbore trajectory or tubing geometries, especially in helically buckled tubing, the CT operations are still encountering various bottlenecks when it is pulled or lowered through the tubing. In this paper, a new concept "local model", which provides a sophisticated description of CT deflection in buckled tubing from local perspective, is proposed to help supplement the integral torque-drag model.

Firstly, the CT can pass through the buckled tubing freely without any deformations. According to the constrained geometric relationship between the tubing and CT, the maximum CT length and maximum outside diameter can be calculated. Secondly, when the CT dimension parameters are beyond the scope of the above rigid dimension, the CT can pass through the tubing flexibly with deformations.

So a beam-column model is established to analyze the CT deflection and bending behavior in snaky and helically buckled tubing. The results show that the buckled tubing configurations have significant effects on the CT passage dimension. ☉

Производственные мощности ГНКТ ЗАО «СП «МеКаМиннефть»

Среди сервисных компаний Западно-Сибирского региона России, предоставляющих услуги нефтедобывающим комплексам в сфере повышения нефтеотдачи пластов, одно из ведущих мест занимает ЗАО «СП «МеКаМиннефть». Основными видами деятельности компании являются: гидравлический разрыв пласта; услуги с применением ГНКТ; системы заканчивания скважин и внутрискважинное оборудование; сервис по предоставлению протекторов ГРП для фонтанных арматур. Основанное в 1992 году, ЗАО «СП «МеКаМиннефть» сегодня – одно из лидирующих предприятий на рынке нефтесервисных услуг, способное решать самые сложные технологические задачи в области повышения нефтеотдачи пласта. Центральный офис компании расположен в Нижневартовске. На 11 производственных участках трудятся более 2000 высококвалифицированных специалистов.

Производственные мощности в 2017 году насчитывают: 21 флот ГРП для работы с давлением до 15 000 psi (1000 атм); модульный (вертолетный) флот ГРП; комплекс оборудования для проведения азотных ГРП; 3 флота ГНКТ.

Мощная производственно-техническая база, высококвалифицированный персонал, современные методы, технологии, оборудование, соответствующие мировому уровню, позволяют осуществлять широкий спектр работ по вторичному воздействию на пласт с целью повышения его продуктивности.

Глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта и гидропескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны пласта

деэмульгаторами и различными кислотными компонентами, освоение скважин методом свабирования, восстановление циркуляции в скважинах, оборудованных электропогружными насосами, промывка забоя и восстановление приемистости нагнетательных скважин, комплекс работ с применением установки «Гибкая труба» – эти и другие методы, технологии воздействия на низкопроницаемые коллекторы с целью повышения их нефтеотдачи предлагает и осуществляет закрытое акционерное общество «МеКаМиннефть» на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири и в других регионах России.

На сегодняшний день подразделение по гидравлическому разрыву пласта является в ЗАО «СП «МеКаМиннефть» основным приоритетным бизнес-направлением в Западной Сибири, имеющим в наличии новейшее высокотехнологичное оборудование. Располагая крупной базой производственного обслуживания в Мегионе, наша компания является одним из крупнейших игроков на рынке ГРП. Наши заказчики – это все крупные нефтегазодобывающие операторы в регионах ХМАО, ЯНАО и Волго-Уральского региона.

Помимо проведения классических ГРП, специалистами ЗАО «СП «МеКаМиннефть» успешно внедряются и применяются новые технологии:

- пенно-азотные ГРП;
- ГРП по технологии STEPWISE FRAC (гидропескоструйная перфорация с ГРП);
- проведение многостадийных ГРП;
- ГРП с применением селективного пакера.



Применение новых технологий позволяет существенно увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов (КИН), вовлекать в работу удаленные слабо дренируемые участки залежи, значительно снизить затрачиваемое время на производство работ, успешно проводить работы по ГРП на скважинах с существующей опасностью прорыва в водонасыщенную или газонасыщенную часть пласта.

Колтюбинговые технологии (ГНКТ) являются приоритетными и одними из интенсивно развивающихся направлений нашей компании. В рамках расширения рынка деятельности в области предоставления сервисных услуг для предприятий нефтегазодобывающего комплекса компанией ЗАО «СП «МеКаМиннефть» в 2011 году был запущен проект по предоставлению сервиса с ГНКТ. Мы стремимся повысить сервис услуг по ГНКТ в области предоставления как стандартного сервиса, так и проведения работ по новым технологиям. Все оборудование рассчитано для работы с максимальным устьевым давлением до 70 МПа.



Комплекс ГНКТ

Предоставляемые нашей компанией услуги с использованием ГНКТ:

- растепление гидратных пробок;
- очистка ствола скважины и забоя от



Офис ЗАО «СП «МеКаМиннефть»

различных отложений;

- освоение скважин азотом при помощи ГНКТ;
- проведение ОПЗ и интенсификации притока скважин;
- промывка скважин после ГРП;
- проведение ГИС с использованием ГНКТ;
- проведение ГПП с применением ГНКТ;
- ловильные работы на ГНКТ;
- выполнение работ по фрезерованию;
- азотно-пенные ГРП;
- инженерное сопровождение при производстве работ с ГНКТ.

Безопасность, качество, цена – именно в такой последовательности в ЗАО СП «МеКаМиннефть» расставляют приоритеты при выполнении любой производственной операции. Деятельность закрытого акционерного общества СП «МеКаМиннефть» основана на честности, качестве и стремлении к совершенству. В этом залог успешного развития предприятия и выгодного с ним сотрудничества.

ЗАО «СП «МеКаМиннефть» не останавливается на достигнутом и ищет новые пути усовершенствования существующих, а также вновь внедряемых технологий. ☺



ПЕРВЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА В ОБНОВЛЕННОЙ «УКРГАЗДОБЫЧЕ»

FIRST HYDRAULIC FRACTURING IN NEWBORN UKRGASDOBYCHA

Андрей ЗАКРЕВСКИЙ, директор НКЦ «Ньюфолк»

Andrey ZAKREVSKIY, Director of Newfalk Oil and Gas Consulting Center

О НОВОМ ГРП В «УКРГАЗДОБЫЧЕ»

18 сентября 2016 года на юго-западе Харьковской области на глубине 4050 метров силами «Укргаздобычи» были проведены работы по гидроразрыву пласта. Скважина была пробурена в течение 340 суток буровым управлением «Укргаздобычи» – «Укрбургазом». Во время работ по классической схеме был проведен мини-ГРП, во время и после которого были собраны данные о состоянии проницаемости стенок скважины. После проведения мини-ГРП был скорректирован основной ГРП и закачан расклинивающий трещину агент (проппант) в объеме 40 тонн. Основа жидкости гидроразрыва – подготовленная вода, отфильтрованная до 5 микрон, без кислотных добавок, нагретая до температуры 40 градусов Цельсия. Общее количество жидкости, закачанной в скважину, включая инжекшн-тест, мини-ГРП и основную закачку, составило 387 кубических метров.

На 30 сентября скважина на шестимиллиметровом штуцере отдала 220 кубических метров воды, ежедневно вынося по 15 кубов жидкости и 35 тысяч кубометров газа. Вода, которая выносится из скважины, собирается в резервуары и будет использована для поддержания пластового давления – ее вывозят и закачивают в специальные скважины, задача которых «подтолкнуть» нефтегазовый флюид снизу.

Динамика «поднятия» диаметра с двух миллиметров до шести, рост и стабилизация давления указывает на режим промышленной эксплуатации в районе 70–100 тысяч кубометров газа в сутки.

Если бы не было этих работ, то скважина, в которую в течение года вкладывались силы и средства государства, осталась бы памятником устаревшей технологии бурения, которую до сих пор использует «Бургаз».

Старое, неэффективное оборудование, на котором работают наши государственные компании, изношенное физически и морально, смогло добраться до глубины четырех километров ровно через год после начала бурения. Низкая скорость бурения

ON NEW HYDRAULIC FRACTURING BY UKRGASDOBYCHA

On September 18, 2016, Ukrgasdobycha held hydraulic fracturing operation in the southwest of the Kharkiv region, at a depth of 4050 meters. The well has been drilled within 340 days by Ukrgasdobycha drilling department – Ukrburgaz. During the operational period, calibration test was held according to the classical pattern, during and after which the information on the state of wellbore walls permeability was collected. Following calibration test, the main hydraulic fracturing has been adjusted and propping agent (proppant) has been injected in the amount of 40 tons. Fracturing fluid base is treated water, filtered up to 5 microns, without acid additives, heated to a temperature of 40 degrees Celsius. The total amount of fluid injected into the well, including injection test, calibration test and the main injection operation, made up 387 cubic meters.

As of September 30, six-millimeter choke well produced 220 cubic meters of water, bringing in 15 cubic meters and 35 thousand cubic meters of gas per day. The water which is taken out from the well is collected in tanks and will be used to retain reservoir pressure – it will be taken out and pumped into special wells, which main task is «to encourage oil and gas fluid from below».



привела к тому, что составляющие бурового раствора день за днем создавали непроницаемую для газа корку. После окончания бурения были проведены замеры объемов газа на факеле, которые определили потенциальный дебит в объеме до 2 тысяч кубометров газа в сутки, и это был приговор для труда трех десятков человек и нескольких десятков миллионов государственных денег – при таких объемах добычи эта скважина не окупилась бы никогда. Она бы не смогла даже окупить стоимость шлейфа – труб, протянутых от нее до установки подготовки газа для магистральных газопроводов.

Технологии середины прошлого века, которые использовались при бурении и исследовании скважины, дали минимальную информацию о состоянии пласта – 0,07–0,09 миллиарды – это еще не «сланцевый» газ, но уже явно газ из плотного песчаника. Хорошая мощность пласта, около 20 метров, могла бы позволить использовать среднеобъемный классический фрекинг, который был бы невозможен год назад.

ЧТО БЫ БЫЛО ГОД НАЗАД, ЕСЛИ БЫ НЕ БЫЛО «СЕЙЧАС»

Год назад, скорее всего, команда по интенсификации «Бургаза» попробовала бы сбить

Еще четыре новые колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ» сразу же после приемки и ввода в эксплуатацию вышли на работы. Эффективность работы колтюбинга при проведении капитального ремонта скважины уже уверенно превысила 100% – нет скважин, которые при использовании колтюбинга не подняли дебит.

Another four new coiled tubing units by Fidmash and immediately commissioned them. The efficiency of coiled tubing during well workover already steadily exceeded 100% – all of wells that used coiled tubing raised their flow rate.

Dynamics of «increasing» diameter from two up to six millimeters, pressure growth and stabilization are indicative of the commercial production in the amount of 70 to 100 thousand cubic meters of gas per day.

If it had not been for these works, the well, Ukraine invested its forces and means in, would be a monument to obsolete drilling technology still used by Burgaz.

The old, inefficient equipment used by our public companies, worn out physically and mentally, got a depth of four kilometers in a year after the start of drilling. The low penetration rate led to the fact that drilling mud components created an impenetrable crust day after day to. After drilling completion, measurements were undertaken of gas volumes on the torch, which identified a potential flow rate of up to 2 thousand cubic meters of gas per day – it became a

verdict to labor of the three dozen people and several tens of millions of public money – this well would not be ever paid off having such volumes of production. It would not even recoup flow line cost - pipes stretched from it to gas treatment unit for gas main pipelines.

Last century technologies that were used while drilling and well exploration gave poor information on the state of the reservoir – 0.07 to 0.09 milliardarcy – this is not «shale» gas yet, but obviously tight sandstone gas. Good seam thickness, about 20 meters, would allow using the classic middle-volume hydraulic fracturing that was impossible a year ago.

WHAT WOULD HAVE HAPPENED A YEAR AGO, IF THERE WERE NO "NOW"

A year ago, as likely as not, Burgaz stimulation team would try to bring crust down of drilling mud that formed a scale boiled on the bottom hole for a few months. Skin effect – a phenomenon that provides for the impossibility of fluid flow through the rock – would have been held at random, and the potential of twenty meter formation would hardly be implemented: as, firstly, everything would be by feel, and, secondly, the old fleet would inject only 15 to 20 tons of proppant. It is hard to imagine water filtration up to 5 microns and its heating up by Ukgasdobycha a year ago.

Despite populists' fears who are concerned about the state of reservoirs at a depth of several kilometers – crack after hydraulic fracturing will be «overgrown» in a few hours, so proppant volume is extremely important, in this case – sand, which enables to save a few millimeters for hydrocarbon fluid to penetrate to the well. Over the last year, Ukgasdobycha's old fleet was upgraded, which enabled to raise his performance twice.



корку от бурового раствора, которая накопилась на забое в течение нескольких месяцев. Скин-эффект – явление, при котором невозможно прохождение жидкости через породу, не был бы исследован, ГРП, если бы он был проведен, был бы проведен вслепую, и потенциал двадцатиметрового пласта вряд ли был бы реализован: во-первых, потому что все было бы на ощупь, во-вторых, потому что старый флот смог бы закачать всего 15–20 тонн проппанта. И мне трудно представить фильтрацию воды до 5 микрон и ее подогрев силами «Укргаздобычи» год назад.

Несмотря на опасения популистов, которые беспокоятся о состоянии пластов на глубине нескольких километров, трещина после гидроразрыва пласта «зарастает» в течение нескольких часов, поэтому крайне важен объем расклинивающего агента, в данном случае – песка, который позволяет сохранить несколько миллиметров для прохождения углеводородного флюида к скважине. За последний год старый флот «Укргаздобычи» был модернизирован, что позволило в два раза поднять его производительность.

Год назад после проведения ГРП скважина могла бы никогда не выйти на режим эксплуатации, потому что не было работающего колтюбингового оборудования, с помощью которого скважине «помогают» очиститься. В течение этого года две неработающие из-за отсутствия запчастей установки были отремонтированы, китайская морская установка – реконструирована, закуплены еще четыре новые колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ», которые сразу же после приемки и ввода в эксплуатацию вышли на работы. Эффективность работы колтюбинга при проведении капитального ремонта скважины уже уверенно превысила 100% – нет скважин, которые при использовании колтюбинга не подняли дебит. Суммарный добавленный эффект «накопленного дополнительного газа» уже составил 26 миллионов кубометров. Если умножить это количество на 180 долларов – цену импортного газа за 1000 кубометров, мы получим почти пять миллионов долларов – это значит, что модернизация парка колтюбинговых установок уже окупилась и начала приносить прибыль каждую минуту.

Год назад государство потеряло бы эту скважину и сотни миллионов гривен, в нее вложенных. Кроме того, только эта скважина, даже если она будет приносить 50 тысяч кубометров газа в сутки, увеличит добычу «Укргаздобычи» на полтора миллиона кубометров газа в месяц, на 18 миллионов кубометров в год, через год окупится, а еще через год позволит построить новую скважину. Надеюсь, что с помощью новых технологий.

After hydraulic fracturing a year ago, the well would never enter the operating mode due to the lack of operating coiled tubing equipment to clean a well. Within this year, two idle because of the lack of spare parts units have been renovated, Chinese offshore installation – reconstructed, the company bought another four new coiled tubing units by Fidmash and immediately commissioned them. The efficiency of coiled tubing during well workover already steadily exceeded 100% – all of wells that used coiled tubing raised their flow rate. The total added effect of «additional gas accumulation» already reached 26 MMCM of gas. If we multiply this figure by 180 dollars – imported gas price per 1,000 cubic meters – we get almost five million dollars – this means that coiled tubing fleet upgrading already paid off and is earning profit every minute.

A year ago, the state would lose the well and the hundreds of millions of hryvna invested in. Moreover, only this well, even if it brings 50 thousand cubic meters of gas per day, will increase Ukrghasdobycha production by one and a half MMCM of gas per month, by 18 MMCM per year, will pay off in a year and will enable to build a new well in another year. By using new technologies preferably.

SO WHAT WOULD HAVE HAPPENED IN A YEAR, IF THINGS WERE LIKE A YEAR AGO?

In a year, if there were no «now», another «empty» well would have been drilled, 3 million dollars more would have been spent to purchase gas with a probability of 70%, coiled tubing units would have idled for three years and the Chinese unit downtime would have been dated to one and a half year.

Instead of this article there would be an old song how to achieve energy independence through diversification of Russian gas supplies via the German hub.

For my liking, this hydraulic fracturing operation is of large importance – Ukraine and Ukrghasdobycha management saw the technology capabilities. On the other hand, using own resources Ukrghasdobycha



ТАК ЧТО БЫЛО БЫ ЧЕРЕЗ ГОД, ЕСЛИ БЫ БЫЛО, КАК ГОД НАЗАД?

Через год, если бы не было «сейчас», была бы пробурена еще одна «пустая» скважина, с вероятностью 70%, было бы потрачено на 3 миллиона долларов больше на закупку газа, неработающим колтюбинговым установкам исполнилось бы три года, а простой морской установки китайского производства исчислялся бы уже полутора годами.

Этой статьи бы не было, а была бы старая песня, как надо добиваться энергонезависимости с помощью диверсификации поставок российского газа через немецкий хаб.

Как мне кажется, проведение этого ГРП очень показательно – руководство «Укргаздобычи» и Украина увидели, на что способна технология. Но это – с одной стороны, а с другой стороны, своими силами «Укргаздобыча» сможет реализовать программу по интенсификации в лучшем случае только через восемь лет, значит, путь на использование внешних подрядчиков выбран правильно. «Укргаздобыча» теперь узнала «стоимость» денег и времени «Белоруснефти» и «Такрома», которые выиграли тендер на 100 ГРП.

Во-вторых, этот ГРП показал полную несостоятельность сервисного подразделения, «Укрбургаза», в современных реалиях нефтегазового рынка. Следы кукурузного крахмала, основы бурового раствора, который полностью закольматировал забой, лихо выносятся из скважины до сих пор, а срок бурения в год при современной скорости в три месяца просто превращают нашу энергетическую независимость в слово «никогда».

В-третьих, благодаря этому ГРП была поставлена точка на экзамене по модернизации технологического парка «Укргаздобычи» стоимостью в 10 миллионов долларов – теперь это не железо, а самый настоящий актив. Который я бы вывел в отдельное подразделение, кстати, сосредоточив усилия «Укргаздобычи» на добыче и переработке.

В-четвертых, «Укргаздобыче» удалось организовать работы и обучение персонала своими силами, используя внутренние резервы компании и опыт новой команды, не благодаря накопленному опыту, а скорее – вопреки ему. А это свидетельствует о том, что изменения в компании возможны.

Поздравляю «Укргаздобычу» и всех нас и хочу обратить внимание на то, что белорусские колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ», выкрашенные в корпоративные цвета компании, потрясающе смотрятся на фоне украинского неба! ☺

Источник: «Нефть и газ Украины», ежемесячный аналитический отчет

Белорусские колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ», выкрашенные в корпоративные цвета компании, потрясающе смотрятся на фоне украинского неба!

Belarusian coiled tubing units by Fidmash painted in corporate colors of the company look amazing against the Ukrainian sky!

will implement stimulation program at best after eight years, so the way to use external contractors is proper. Ukrghasdobycha now knows the «value» of money and time by Belarusneft and Takrom, which won the tender to hold 100 hydraulic fracturing operations.

Secondly, this fracturing showed the complete failure of the service subdivision – Ukrburgaz – in up-to-date realities of the oil and gas market. Traces of corn starch, the base for drilling mud completely colmataged by the bottom hole, famously taken out of the well so far, and drilling time per year at the current rate of the three months - just turn our energy independence into the word «never».

Thirdly, this hydraulic fracturing operation upended the exam on the upgrading Ukgasdobycha's technological fleet worth 10 million dollars – it is no longer iron, but a real asset to be probably brought in a separate subdivision, focusing on production and processing.

Fourthly, Ukgasdobycha managed to organize operations and staff training by own forces using internal resources of the company and the experience of the new team not based on experience but rather in spite of it. This provides for possible changes within the company.

My congratulations to Ukgasdobycha and all of us, I want to draw attention to the fact that the Belarusian coiled tubing units by Fidmash painted in corporate colors of the company look amazing against the Ukrainian sky! ☺

Source: "Oil and Gas of Ukraine", monthly analytical report



Мы расширяем спектр геофизических технологий, используемых с ГНКТ

We Are Expanding the Range of Geophysical Technologies Used with CT

*На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает
М.С. Валиуллин, главный инженер
ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис».*

«Время колтюбинга»: Марат Салаватович, познакомьте наших читателей с компанией «ГИС Нефтесервис».

Марат Валиуллин: Наша компания функционирует с 2009 года. За этот период ею было освоено достаточно большое число видов сервисов. Начинали мы с геофизических сервисов, затем перешли на более масштабные виды, соответственно, более трудоемкие. Начиная с 2014 года мы осваиваем такое перспективное направление, как ГНКТ. В настоящее время эта сфера деятельности в «ГИС Нефтесервис» активно развивается.

ВК: Колтюбинговое оборудование каких производителей имеется в Вашей компании?

М.В.: У нас задействовано колтюбинговое оборудование разных производителей, в том числе СЗАО «ФИДМАШ».

ВК: Сколько установок работает в «ГИС Нефтесервис»? К какому классу они относятся?

М.В.: В настоящее время работают две установки среднего класса. Сейчас рассматриваем возможность приобретения еще одной установки – МК30Т СЗАО «ФИДМАШ» на шасси МЗКТ.

ВК: Какие работы производятся с помощью колтюбинга в «ГИС Нефтесервис»?

М.В.: Мы достигли такого уровня, что выполняем практически весь комплекс стандартных работ с ГНКТ. Это промывки, освоение скважин, фрезерование... Ну а основными у нас, конечно, остаются геофизические работы.

ВК: Это понятно и из названия компании, в котором есть аббревиатура «ГИС».



*"Coiled Tubing Times" is interviewing
M. Valiullin, chief engineer of the company
"PKF" GIS Nefteservis".*

Coiled Tubing Times: Marat Salavatovich, could you please give a brief introduction of the company "GIS Nefteservis" to our readers.

Marat Valiullin: Our Company has been operating since 2009. During this period, it has mastered a fairly large number of types of services. We started with geophysical services, and then switched to more large-scale species, respectively, more labor-intensive. Starting from 2014, we have been developing such a promising direction as coiled tubing. At present, this field of activity in GIS Nefteservis is actively developing.

CCT: Which manufacturers' coiled tubing equipment do you have in your company?

М.В.: We involve coiled tubing equipment of different manufacturers, including FIDMASH.

CCT: How many units are currently operating in "GIS Nefteservis"? What class do they belong to?

Расскажите, пожалуйста, более подробно о геофизических услугах, предлагаемых Вашей компанией.

М.В.: В основном мы специализируемся на

ГИС при контроле за разработкой. Стараемся совершенствоваться в этом направлении. Вектор развития состоит в том, что мы постоянно работаем над улучшением качества зарегистрированного материала, увеличением его информационного объема, методиками обработки геофизических данных. Также стараемся расширять спектр самих геофизических технологий и методик, которые можно использовать с ГНКТ.

ВК: Как я поняла, колтюбинговое оборудование в компании появилось в 2014 году. Использование геофизических технологий с ГНКТ началось тогда же?

М.В.: Геофизические исследования были первым видом работ, который проводился на ГНКТ.

ВК: В каких регионах «ГИС Нефтесервис» проводит работы? Какие там геологические условия?

М.В.: Мы работаем преимущественно в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Геология там представлена в основном терригенными отложениями. Глубина забоев порядка 4–4,5 км.

ВК: Какие компании заказывают услуги у «ГИС Нефтесервис», если не секрет?

М.В.: Наши основные заказчики – крупнейшие российские нефтегазодобывающие компании, названия которых у всех на слуху.

ВК: Какие колтюбинговые технологии Вы бы выделили в качестве перспективных?

М.В.: Очень перспективное направление – мониторинг данных онлайн до, во время

Вектор развития состоит в том, что мы постоянно работаем над улучшением качества зарегистрированного материала, увеличением его информационного объема, методиками обработки геофизических данных.

The development vector is that we are constantly working to improve the quality of the recorded material, increase its information volume, and methods of processing of geophysical data.

Очень перспективное направление – мониторинг данных онлайн до, во время и после ГРП.

Monitoring data online before, during and after hydraulic fracturing is a very promising direction.

М.В.: We currently have two middle class units. Now we are considering the possibility of purchasing another unit – MK30T by FIDMASH on the chassis of MZKT.

CTT: What kind of work do you do with the help of CT in "GIS Nefteservis"?

М.В.: We have reached such a level that we can carry out virtually the entire range of standard works with CT. These are well cleanout, well development, milling operations... Well, mainly we use CT for geophysical works.

CCT: It is clear from the name of the company, which has a "GIS" abbreviation. Please tell us in more detail about the

geophysical services offered by your company.

М.В.: Basically, we specialize in development control. We are trying to improve in this direction. The development vector is that we are constantly working to improve the quality of the recorded material, increase its information volume, and methods of processing of geophysical data. We also try to expand the range of geophysical technologies and techniques that can be used with CT.

CCT: As I understand, coiled tubing equipment in the company appeared in 2014. The use of geophysical technologies with coiled tubing began at the same time, didn't it?

М.В.: Geophysical surveys were the first kind of work, which was carried out on coiled tubing.

CCT: In which regions does "GIS Nefteservis" conduct work? What are the geological conditions?

М.В.: We work mainly in the Khanty-Mansi and Yamalo-Nenets Autonomous District. Geology there is represented mainly by terrigenous deposits. The depth of the bottom holes is about 4–4.5 km.

и после ГРП. В части геофизических исследований сам колтюбинг вряд ли что-то способен принести дополнительно, но как средство доставки приборов он очень эффективен.

ВК: В каком направлении будет главным образом развиваться геофизика на колтюбинге?

М.В.: Думаю, геофизика будет развиваться в направлении усовершенствования существующих технологий, внедрения новых методов исследований и улучшения качества регистрируемых данных.

ВК: Как бы Вы оценили конкурентоспособность «ГИС Нефтесервис» в сравнении с ведущими международными компаниями?

М.В.: В части геофизических исследований при контроле за разработкой находимся на одном уровне. В том числе предлагаем похожие альтернативные методики. Используем в работе не только отечественное, но и импортное оборудование, в том числе приборные сборки.

ВК: Каковы приоритеты у «ГИС Нефтесервис» в приобретении оборудования, учитывая профиль нашего журнала, прежде всего колтюбингового?

М.В.: Естественно, главный приоритет – это качество. Я достаточно давно работаю с колтюбингом и знаю, что «ФИДМАШ» выпускает очень качественное оборудование. Думаю, что и в дальнейшем в нашем парке технологического оборудования всегда будет находиться место для бренда «ФИДМАШ».

ВК: А как влияет на выбор оборудования российскими сервисными компаниями политика импортозамещения?

М.В.: Согласно нашей статистике, в процентном соотношении объем закупаемой нами отечественной продукции увеличился, причем в некоторых сегментах – даже кратно. Так что тренд на импортозамещение нужный и верный.

ВК: Что бы Вы хотели пожелать своим коллегам, которые работают в других регионах?

CTT: Which company bought services from the "GIS Nefteservis", if not a secret?

M.V.: Our main customers – the largest Russian oil and gas companies, whose names are on the tongues of men.

CTT: From all your coiled tubing technologies, which technology would you identify as promising?

M.V.: Monitoring data online before, during and after hydraulic fracturing is a very promising direction. In the field of geophysical research, coiled tubing itself is unlikely able to add anything, but as a means of delivering instruments it is very effective.

CTT: In what direction will geophysics on coiled tubing mainly develop?

M.V.: I think geophysics will develop in the direction of improvement of existing technologies, introduction of new methods of research and improve the quality of the recording.

CTT: How would you rate the competitiveness of "GIS Nefteservis" compared with the leading international companies?

M.V.: Part of geophysical research in the control of development are on the same level. That means, we offer similar alternative methods. We use not only domestic, but also imported equipment, including instrument assemblies.

CTT: What are the priorities of the "GIS Nefteservis" in the purchase of equipment,

taking into account the profile of the journal is primarily coiled tubing?

M.V.: Naturally, the top priority is the quality. I have been working with coiled tubing for a long time and I know that FIDMASH produces high-quality equipment. I think that in the future in our park of the process equipment will always be a place for the brand "FIDMASH".

CTT: What influences the choice of equipment in Russian service companies influenced by policy of import substitution?

M.V.: According to our statistics, the percentage of the amount of domestic equipment purchased by us increased, and in some segments – even multiply. Therefore, the trend for import substitution is necessary and correct.

CCT: What would you like to wish my

В нашем парке технологического оборудования всегда будет находиться место для бренда «ФИДМАШ».

In our park of the process equipment will always be a place for the brand "FIDMASH".

М.В.: Динамично развиваться, осваивать прогрессивные технологии, приобретать новое оборудование, оперативно взаимодействовать со своими коллегами на нашем сложном и интересном поприще деятельности.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

colleagues who work in other regions?

М.В.: To develop dynamically, develop advanced technologies, acquire new equipment quickly interact with their colleagues on this complex and interesting field of activity.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Наша справка

«ГИС Нефтесервис» – комплексный поставщик сервисных услуг, технологий и оборудования в области исследования нефтегазовых скважин.

Компания была основана в 2009 году и по настоящее время работает на российском рынке нефтесервисных услуг.

«ГИС Нефтесервис» тесно сотрудничает с ведущими производителями нефтегазового и геофизического оборудования. В разработке находятся несколько совместных проектов по конструированию инновационного оборудования.

Компания ведет работу с крупнейшими университетами в области совместной научно-исследовательской работы. Ведется активный обмен опытом по внедрению инновационных разработок.

Свою миссию компания видит в повышении эффективности бизнеса нефтедобывающих компаний с помощью реализации инновационных подходов при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений.

Направления деятельности:

Геофизические исследования обсаженных и необсаженных скважин с целью получения данных для решения геологических и технических задач.

Предоставление услуг по проведению геофизических и гидродинамических исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Разработка и внедрение в производство инновационных технологий в области геофизики и мониторинга эксплуатации нефтяных месторождений.

Предоставление всестороннего сервиса на ГНКТ.

Our Reference

"GIS Nefteservis" is a comprehensive provider of service services, technologies and equipment in the field of exploration of oil and gas wells.

The company was founded in 2009, and currently operates in the Russian market of oilfield services.

"GIS Nefteservis" closely cooperates with the leading manufacturers of oil and gas and geophysical equipment. Several joint projects on the design of innovative equipment are under development.

The company works with the largest universities in the field of joint research work. There is an active exchange of experience in the implementation of innovative developments.

The company sees its mission in increasing the efficiency of the business of oil companies through the implementation of innovative approaches in controlling the development of oil and gas fields.

Activities:

Geophysical studies of cased and uncased wells in order to obtain data for solving geological and technical problems.

Providing services to conduct geophysical and hydrodynamic studies of wells while monitoring the development of oil and gas fields.

Development and introduction into production of innovative technologies in the field of geophysics and monitoring of exploitation of oil deposits.

Providing a comprehensive service on coiled tubing.

Будущее – за интеллектуальными технологиями

The Future Belongs to Smart Technologies

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает А.В. Аксенов, директор ООО «ИНК-ТКРС».

«Время колтюбинга»: Александр Викторович, познакомьте наших читателей с компанией «ИНК-ТКРС».

Александр Аксенов: ООО «ИНК-ТКРС» является стопроцентной «дочкой» Иркутской нефтяной компании (ИНК). Мы работаем только на ИНК и на ее месторождениях.

ВК: В каких регионах Вы работаете?

А.А.: В Восточной Сибири.

ВК: Каков профиль деятельности «ИНК-ТКРС»?

А.А.: Наше предприятие занимается капитальным ремонтом скважин, в том числе у нас работают три бригады колтюбинга.

ВК: Установки какого производителя используют эти бригады?

А.А.: У нас имеются три колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ» на шасси МЗКТ: две МК30Т и одна МК20Т с тяговым усилием инжектора 27 тонн. Сформированы три полных комплекса колтюбингового оборудования с насосными установками, парогенераторами и т.п.

ВК: А гибкая труба какого производителя?

А.А.: Quality Tubing.

ВК: На каких работах специализируется «ИНК-ТКРС»?

А.А.: Выполняем классические операции: растепление скважин, промывки после ГРП, освоение скважин, разбуривание портов МГРП... С этого года плотно начинаем делать геофизику.

ВК: Ваша компания действует в структуре ИНК. В период кризиса 2008 года наш журнал брал интервью у одного из авторитетнейших экспертов отрасли В.И. Грайфера, который тогда дал совет сервисным компаниям в трудные времена

Coiled Tubing Times Journal conducted interview with A. Aksenov, director of INK-TKRS LLC.

Coiled Tubing Times: Alexander Victorovich, please tell our readers about INK-TKRS company.

Alexandr Aksenov: INK-TKRS LLC is a hundred per cent subsidiary of Irkutsk Oil Company (IOC). We conduct operations only at IOC fields.

CTT: What regions do you work in?

A.A.: In Eastern Siberia.

CTT: What is INK-TKRS's business profile?

A.A.: Our company performs workover operations. In particular, we have three coiled tubing fleets.

CTT: What is a manufacturer of units these fleets are equipped with?

A.A.: We have three coiled tubing units manufactured by FIDMASH on MZKT chassis: 2 MK30T and one MK20T with maximum injector pull capacity 27 t. We assembled three full sets of coiled tubing equipment with pump units, steam trucks, etc.

CTT: What is a manufacturer of coiled tubing?

A.A.: Quality Tubing.

CTT: What operations does INK-TKRS perform?

A.A.: We conduct classic operations: well thawing, cleanout after hydraulic fracturing (HF), well stimulation, milling multistage HF ports... Starting from this year we perform logging operations.

У нас имеются три колтюбинговые установки производства СЗАО «ФИДМАШ».

We have three coiled tubing units manufactured by FIDMASH.

CTT: Your company works within IOC. During the crisis of 2008 our

journal conducted interview with one of the most distinguished industry expert V. Graifer, who advised service companies not to leave

не выходить из «тел» нефтедобывающих материнских структур. Действенен ли этот совет в нынешних экономических и политических условиях?

А.А.: Несомненно, действенен. Я всю жизнь проработал в сервисных компаниях, видел не один кризис, и уже после первого кризиса практически половина независимых некрупных компаний перестала существовать. Более того, не наблюдалось никакого прогресса в технологическом плане. По сути, сервис в России был приостановлен в своем развитии. И сейчас многие частные компании не обновляют основные средства. А те компании, которые сохранили свой сервис, как, например, «Сургутнефтегаз», где всегда был собственный сервис по всем направлениям, развиваются, внедряют новые технологии.

ВК: Получается, что внутренний сервис сегодня более устойчив по сравнению с независимым?

А.А.: У независимого сервиса главная проблема – то, что он независим. Плюс кризисная ситуация. У внутренних сервисов проблем в этом плане меньше, потому что материнская компания и задачи поставит, и, понимая, какие у нее объемы, профинансирует работы. На внешний сервис кризис сильнее повлиял.

ВК: Как Вам видится технологический прогресс в последнее время, и в каком направлении он, по Вашему мнению, движется?

А.А.: Есть такое понятие: «интеллектуальная скважина». Думаю, что будущее именно за интеллектуальными методами и технологиями. Жаль, что высокотехнологичные решения появляются, как правило, сначала за рубежом и только потом распространяются в России.

ВК: А как Вам видится место колтюбинга в ряду интеллектуальных технологий?

А.А.: Колтюбинг в настоящее время развивается главным образом вслед за ГРП. Поэтому чем выше становится технологический уровень ГРП, тем, соответственно, больше востребован колтюбинг. Сейчас в основном именно ГРП диктует уровень оснащения и технологичности проводимых операций.

ВК: Как развиваются колтюбинговые технологии в регионе, где работает «ИНК-ТКРС»?

А.А.: В последние годы у нас в Восточной Сибири, да и в Западной Сибири тоже,

parent oil production companies. Is this advice viable in present economics and politics circumstances?

A.A.: It is viable, no doubt. My whole life I was working in service companies, and witnessed many crises. After the first one almost half of independent small companies ceased to exist. Moreover, there was no technological progress after that. In fact, development of service in Russia was frozen. And now many private companies don't upgrade capital assets. On the other hand, companies that saved its service operation, for example Surgutneftegaz with its own service in all product lines, keep developing and introducing new technologies.

CTT: So, service within a parent company is more consistent than independent companies?

A.A.: The main problem of the independent service is its independence. In addition, there is a crisis situation. In this respect, service within a parent company experiences less problems because parent company always sets tasks and financially supports operations. Crises exerted more significant impact on the independent service.

Будущее – за интеллектуальными методами и технологиями. Жаль, что высокотехнологичные решения появляются, как правило, сначала за рубежом и только потом распространяются в России.

Future belongs to smart methods and technologies. It's a shame that usually, high-tech solutions are developed in foreign countries and only then applied in Russia.

CTT: How do you see technological progress in these days and what do you think is its course?

A.A.: There is one definition: "smart well". I think the future belongs to smart methods and technologies. It's

a shame that usually, high-tech solutions are developed in foreign countries and only then applied in Russia.

CTT: What do you think is a coiled tubing's perspective with regard to smart technologies?

A.A.: At present time coiled tubing basically develops after hydraulic fracturing. That is why the higher the technological level of HF is, the more in-demand coiled tubing is. Now, it is generally hydraulic fracturing that establishes the level of equipment availability and technological level of conducted operations.

CTT: How do coiled tubing technologies develop in INK-TKRS regions?

A.A.: In recent years, most wells in Eastern and Western Siberia are horizontal and classic workover operation is not always effective in these wells.

большинство скважин – с горизонтальным окончанием, где классические методы ремонта не всегда эффективны. Колтюбинг является именно тем инструментом, который позволяет производить необходимые операции. Развиваются технологии ГРП, появляется все больше скважин с горизонтальным окончанием, причем длина стволов все увеличивается – колтюбинг становится все более востребованным.

ВК: Вы сказали, что «ИНК-ТКРС» собирается включить в свой арсенал геофизику. Очевидно, геофизику с колтюбингом?

А.А.: Да. Это как раз следствие того, что скважины горизонтальные, и классическими методами, простым каротажным подъемником, в горизонтальный ствол не попадешь.

ВК: Есть для таких скважин преимущества у колтюбинга по сравнению со скважинными тракторами?

А.А.: Все зависит от технологичности самой скважины и определенных условий. Чем сложнее скважина, тем сложнее применяемое оборудование. Скважинный трактор, конечно, тоже прогрессивное направление развития, но колтюбинг более универсален, он адаптируется под любые технологии. Если скважинный трактор – это технология под конкретную задачу, то колтюбинг позволяет тут же провести обработку, промывку, исследование скважины. То есть колтюбинг многозадачен.

ВК: Как изменилась ситуация на российском сервисном рынке в вопросах использования оборудования и технологий в условиях санкций?

А.А.: Разрыв в технологиях, думаю, сокращается, но в инструментарию он остается, потому что отечественные производители на сегодняшний день предлагают более дешевое, но менее качественное оборудование, и поскольку скважины дорогие, технологии дорогие, то многие сервисные компании предпочитают работать все-таки на более качественном, как правило, импортном оборудовании.

ВК: Каковы Ваши критерии при выборе и закупке дорогостоящего оборудования?

А.А.: Главный критерий – надежность.

ВК: Каким образом можно этот критерий отследить? По отзывам других пользователей?

А.А.: Да, по отзывам. Но больше всего, конечно, на опыте проведенных операций.

Именно ГРП диктует уровень оснащения и технологичности проводимых операций.

It is generally hydraulic fracturing that establishes the level of equipment availability and technological level of conducted operations.

Coiled tubing is precisely the technology that makes possible conducting all required operations. Coiled tubing becomes more in-demand technology as HF technologies develop and more

horizontal wells are drilled with longer horizontal wellbores.

CTT: You mentioned that INK-TKRS is going to include logging in its business profile. It is obvious that you mean logging with coiled tubing, right?

А.А.: Yes. This is the result from the fact that wells are horizontal and it is not that easy to deploy logging tool with classical methods such as logging hoist.

CTT: What are the advantages of coiled tubing over well tractors for these wells?

А.А.: It depends on the technological level of the well and certain conditions. The more complex the well, the more complex the applied equipment is. Well tractor is also a promising area of development but coiled tubing is more versatile, it can be adjusted to any technology. Coiled tubing makes possible conducting well treatment, cleanout and testing while well tractor is only a one-purpose technology. In other words, coiled tubing is a multiple-purpose technology.

CTT: How did Russian service market change under sanctions conditions? How did this situation influence equipment and technologies?

А.А.: I think that the technology gap between Russian and foreign companies is shortening but the tools gap is still there because at present time Russian manufacturers offer cheaper but less qualitative equipment. Since wells and technologies are expensive, many service companies prefer working with more qualitative and usually imported equipment.

CTT: What are your criteria for selection and acquisition of expensive equipment?

А.А.: The main factor is reliability.

CTT: How do you evaluate this factor? According to other clients' feedback?

А.А.: Yes. But for sure the main source of information is our experience in conducting operations. We study the percentage of successful operations. Apart from that, our specialists have been

Мы изучаем процент их успешности. Кроме того, наши специалисты постоянно посещают мероприятия, где коллеги делятся опытом, например, ежегодную Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

БК: Сейчас у Вас есть возможность обратиться к отечественным производителям оборудования. Чего Вы от них ждете?

А.А.: Мое им пожелание – выпускать качественное технологическое оборудование, потому что то оборудование, которое сегодня есть на рынке, далеко не всегда качественное.

БК: В последнее время сразу несколько российских производителей заявили о запуске новых предприятий по производству гибкой трубы. Обнадеживает ли такая перспектива?

А.А.: Опыт покажет, а конкуренция всегда к лучшему. Но гибкая труба единственного на сегодня российского производителя качеством не отличается.

БК: Где «ИНК-ТКРС» готовит специалистов для работы непосредственно в бригадах колтюбинга?

А.А.: У нас комплексная поставка от СЗАО «ФИДМАШ»: оборудование, шеф-монтаж, обучение персонала. Уже на первых скважинах присутствует полный состав бригады.

БК: Планирует ли «ИНК-ТКРС» расширяться, приобретать еще колтюбинговые установки?

А.А.: Это будет зависеть от материнской компании – от роста количества скважин, их технологичности. На данный момент существующие бригады удовлетворяют потребности.

БК: Откуда Вы получаете информацию о новых технологиях?

А.А.: Из отраслевых журналов, из сети Интернет. Но в основном все-таки из встреч с коллегами, из общения. И научно-практических конференций, которые проводит Ваш журнал, конечно же.

БК: Ваши пожелания коллегам, которые работают в других регионах России.

А.А.: Личного совершенствования, освоения новых технологий. Самое главное – безаварийной работы.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

regularly visiting different events where our colleges share their experience. For example, one of such events is the International Scientific and Practical Conference “Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention”.

CTT: Now we give you the opportunity to speak to domestic equipment manufacturers. What do you expect from them?

A.A.: I wish for them to produce high-quality technological equipment because today equipment in the market is not always qualitative.

CTT: In recent times several Russian manufacturers announced launch of the new coiled tubing factories. Does this perspective raise hopes?

Колтюбинг универсален, он адаптируется под любые технологии.

Coiled tubing is more versatile, it can be adjusted to any technology.

A.A.: Experience will show, market competition is always for the best. However, coiled tubing from the only one Russian manufacturer is not very qualitative.

CTT: Where does INK-TKRS train specialists for working in coiled tubing fleets?

A.A.: FIDMASH provides full range of services for us: equipment, installation, staff training. Fleet is always fully staffed even at the first well operations.

CTT: Do you plan to expand your service, acquire new coiled tubing units?

A.A.: It will depend on a parent company - on the increase in wells number and technological level. At present time all existing fleets fill our needs.

CTT: How do you find out about new technologies?

A.A.: From industry journals, from the Internet. But still primarily we obtain this information from the meetings with colleges, from communication and of course from scientific-practical conferences that are organized by your journal.

CTT: What do you want to wish for colleges that work in other regions of Russia?

A.A.: I wish them personal development and aspirations for learning to use new technologies. The main thing is failure-free operation.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

РЕЖИМНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ И ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

MODE OPERATION OF RESERVOIRS AND DOWNHOLE EQUIPMENT IN OIL WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, А.Р. КАМАЛТДИНОВ, Г.И. ДЕНИСЛАМОВА, Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. DENISLAMOV, A. KAMALTDINOV, G. DENISLAMOVA, Ufa State Petroleum Technological University

Глубинное насосное оборудование нефтедобывающих скважин может быть укомплектовано дополнительными устройствами и диагностирующими датчиками для эффективной эксплуатации объекта нефтедобычи. Диагностирующее и дополнительное оборудование потребляют электрическую энергию и должны иметь связь с контроллером станции управления на устье скважины. Сегодня это существует только на скважинах, оборудованных насосом с приводом от погружного электродвигателя (ПЭД). Одним из первых о наличии обратной связи от датчиков давления и температуры со станцией управления по электропитающему кабелю ПЭД упоминает В.И. Щуров в учебнике [1]. Сегодня на некоторых нефтяных месторождениях не менее половины скважин с установками электроцентробежных насосов оборудованы термоманометрическими системами (ТМС). Благодаря оперативной оценке давления и температуры в зоне насоса создаются благоприятные условия для работы не только электродвигателя, но и самого насоса. Практически одновременное появление в нефтедобывающей промышленности диагностических комплексов ТМС и частотных регуляторов тока питания ПЭД дало возможность ученым и инженерам создать технологии по оценке характеристик флюидов выше и ниже насоса [2, 3], состояния колонны лифтовых труб по наличию отложений [4] и оптимизировать работу системы «продуктивный пласт – скважина – глубинный насос» [5].

В статье приводится описание новых технологий в этой области. С помощью дополнительного внутрискважинного оборудования решаются разные задачи нефтедобычи, но технологии объединяет то, что дополнительное глубинное оборудование работает в циклическом режиме.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАЗДЕЛЬНОГО ПОСТУПЛЕНИЯ НЕФТИ И ВОДЫ НА ПРИЕМ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Наиболее стойкие водонефтяные эмульсии образуются в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) нефтедобывающих скважин, снабженных установками электроцентробежных

In order to provide effective production operation downhole pumping equipment of oil production wells can be upgraded with additional devices and monitoring transducers. Monitoring devices and additional equipment consume electric power and must be connected to well control station at the surface. Nowadays this type of connection may be established only in wells equipped with downhole pump with electric submersible motor (ESM) drive. Feedback from pressure and temperature sensors to well control unit via electric cable was first mentioned in textbook by V. Shchurov [1]. At present time at several oil fields more than half of wells with electric submersible pump are equipped with pressure and temperature measuring telemetering systems (TMS). Real-time pressure and temperature monitoring in the pump zone provides optimum conditions for the electric motor and the pump itself. TMS and feed current frequency controllers for ESM were introduced to the oil production industry almost at the same time. This provided opportunity for scientists and engineers to develop technology for evaluation of fluid properties below and above the pump [2,3] and tubing condition with respect to deposits of asphalts, resins, and paraffins and optimization of «reservoir-well-pump» system [5].

The paper describes new technologies on this subject. Different tasks are solved by means of additional downhole equipment, but all technologies have one thing in common: additional downhole equipment is operated in the cyclic mode.

TECHNOLOGY OF SEPARATING OIL AND WATER INFLOWS IN THE ESP SUCTION

The most stable oil-water emulsions are developed in oil production tubing equipped with ESP due to rapid mixing of oil and water by impellers. When moving up the tubing this emulsion exhibits flow resistance due to a high viscosity. Friction pressure losses increase as well as pump discharge pressure leading to a decrease in pump capacity [6].

According to the paper [7], preventing

насосов (УЭЦН) из-за интенсивного перемешивания нефти и воды рабочими колесами глубинного насоса. При движении вверх по колонне НКТ такая устойчивая эмульсия оказывает значительное сопротивление движению из-за своей высокой вязкости. Потери давления на трение растут, растет и давление на выходе глубинного электроцентробежного насоса, что, в свою очередь, снижает производительность насоса [6].

В работе [7] справедливо указывается на то, что предотвращение образования водонефтяных эмульсий в скважинных условиях обеспечивает половину успеха в вопросах борьбы с эмульсацией нефти. Для исключения образования в полости ЭЦН стойкой эмульсии необходимо организовать раздельное поступление нефти и воды на прием глубинного насоса. Известно несколько решений данной технической задачи.

Организация раздельного отбора нефти и воды из скважинного пространства описана в работе [8]. Способ основан на наличии в скважине двух лифтов – отдельно для воды и нефти. Авторы книги справедливо утверждают, что при эксплуатации скважины уровень раздела между нефтью и водой часто не выдерживается, поэтому из лифтовой колонны для нефти может поступать вода или наоборот. Данная технология практически не получила распространения в нефтедобывающей промышленности.

По изобретению [9] авторами предложено организовать поочередное поступление нефти и воды на вход глубинного скважинного насоса с помощью специального входного устройства. Данное устройство обеспечивает гравитационное разделение пластовой продукции на входе в глубинный насос и нашло самое широкое применение на нефтедобывающих скважинах ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина [10]. Технология эффективна только при правильном подборе геометрических характеристик устройства для условий эксплуатации каждой скважины, такие расчеты носят индивидуальный характер.

В статье [11] приведен пример эксплуатации двухпластового объекта разработки путем использования глубинного ЭЦН и электропакера, установленного между двумя пластами. Электропакером перекрывают обсадную колонну для того, чтобы измерить дебит верхнего пласта, а производительность нижнего пласта находят как разницу между общим дебитом двух пластов и дебитом верхнего пласта.

Предлагается использовать электропакер с иной технической целью, а именно – для организации периодического статического положения скважинной продукции в стволе скважины под электропакером с целью гравитационного разделения на нефть и нижележащую воду.

Ниже насоса располагают электропакер, действующий в циклическом режиме: в его закрытом положении обсадная колонна перекрыта пакером, и на прием насоса поступает нефть

development of downhole oil-water emulsions is the key to oil emulsification control. In order to eliminate development of stable emulsion inside ESP it is necessary to separate oil and water inflows in the ESP suction. There are several methods to solve this task.

Technology of separating oil and water in the wellbore is described in paper [8]. The method is based on two-tubing lift system - for oil and gas. The authors state that during operation oil-water interface level is not maintained that's why oil tubing can produce water and vice versa. This technology wasn't widely-spread in the oil production industry.

According to the invention [9] it is suggested that oil and water should flow to the pump suction in turns by means of special suction device. This device provides gravitational separation of reservoir fluid at the pump suction. It is widely used in oil production wells at Tatneft fields [10]. The technology is effective only when all geometric characteristics of the device are accurately selected for the conditions of each well. Design of each device is specific and unique.

The paper [11] describes the example of production from two-reservoir formation with ESP and electric packer mounted between two reservoirs. Electric packer seals casing in order to measure the upper reservoir rate while productivity of the lower reservoir is estimated as a difference between the overall rate and the rate of the upper reservoir.

It is suggested that packer should be used for other purpose - providing periodic static position of well fluid in the wellbore below the electric packer for gravitational separation of oil and bottom water.

Electric packer mounted below the pump is operated in the cyclic mode: when packer is activated casing is sealed and oil flows to the pump suction through the hole in pump liner-housing. At this time, oil is accumulated below the packer while water is being separated due to gravity. When electric packer is released, the main volume of accumulated oil flows into well annulus. Some volume of this oil will flow to the pump suction. After a while pump suction pressure and downhole pressure will increase leading to stabilization of reservoir fluid inflow that will represent well productivity. During this period, settled reservoir water will flow after oil to the pump suction. It is possible that some water will leak to the annulus at the initial period after packer release.

Following the settled water, reservoir fluid flows up the casing. This fluid contains oil and water globules that are unwanted due to consequent development of stable emulsion as a result of rapid mixing at ESP impellers.

In order to analyze flowing fluid a watercut meter is mounted below electric packer. The meter constantly transmits data on water and oil content

из межтрубного пространства скважины через отверстие в кожухе-хвостовике насоса. В это время под пакером собирается нефть, а ниже нефти сидементируется вода из-за гравитационного разделения пластовой продукции. При открытии электропакера основная часть подпакерной нефти перетекает в межтрубное пространство скважины, причем определенная ее часть будет поступать на прием насоса. Через некоторое время давление на приеме насоса и на забое скважины повысится, приток пластовой продукции в скважину стабилизируется и будет соответствовать производительности скважины. В этот период работы системы «пласт – скважина – насос» на прием насоса будет поступать поднимающаяся вслед за нефтью отстаивавшаяся пластовая вода. Не исключено, что часть воды изначально перетечет в межтрубное пространство в начальный период открытия электропакера.

Вслед за отстаившейся водой по обсадной колонне поднимется пластовая продукция, состоящая из глобул нефти и воды, поступление которых нежелательно из-за образования устойчивой эмульсии в результате интенсивного перемешивания на ступенях ЭЦН.

Для диагностики характера поднимающейся по обсадной колонне жидкости ниже электропакера устанавливают влагомер, который постоянно передает на контроллер станции управления глубинного оборудования скважины данные по содержанию нефти и воды в потоке жидкости. При появлении под электропакером жидкости эмульсионного состава по сигналу контроллера электропакер закрывается и начинается новый цикл, состоящий из одновременного протекания двух процессов: отбора насосом малообводненной нефти из межтрубного пространства и гравитационного разделения эмульсионной пластовой продукции, находящейся в обсадной колонне ниже электропакера.

Схема основного и дополнительного глубинного оборудования, с помощью которых реализуется изобретение, приведена на рис. 1.

Кожух-хвостовик 7 электроцентробежного насоса имеет циркуляционное отверстие 8 и является соединительным звеном между колонной НКТ и электропакером 4 для того, чтобы не было дополнительной нагрузки на ЭЦН и погружной электродвигатель при посадке всей колонны НКТ + насос на электропакер.

Глубинное оборудование скважины эксплуатируется в следующем порядке.

1. Оценивается интенсивность притока пластовой продукции в ствол скважины во времени методом кривой восстановления давления (КВД), для того чтобы оценить коэффициент продуктивности пласта и *верхний допустимый уровень жидкости* в МП – тот уровень жидкости в МП, при достижении которого приток пластовой жидкости в скважину резко снижается.

По данным исследования пластовой нефти

in producing fluid to well control unit. When the meter indicates emulsion fluid below electric packer, control unit activates the packer thus starting a new cycle that consists of two processes: pumping up oil with low watercut value from the annulus and gravitational separation of emulsion reservoir fluid in casing below the packer.

Figure 1 shows a schematic diagram of the main and additional downhole equipment applied in this invention.

Liner-housing 7 of ESP with a circulating port 8 is the intermediate link between tubing and electric packer 4 in order to eliminate additional load on ESP and ESM while the whole tubing and pump slack off on electric packer.

Downhole equipment is operated as follows.

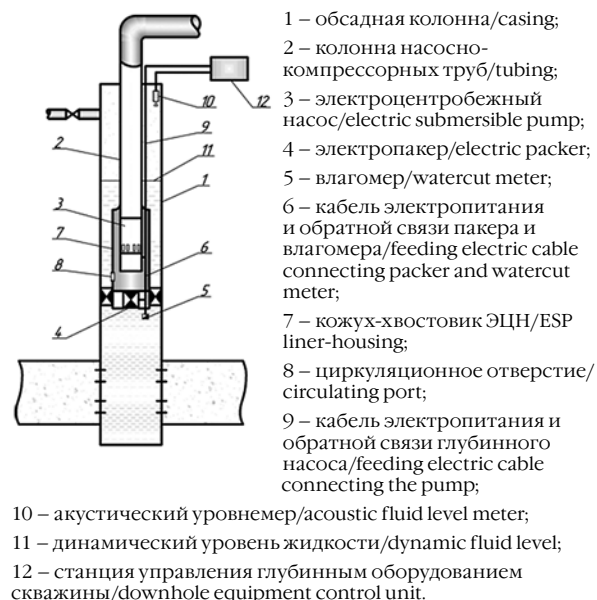


Рисунок 1 – Схема глубинной электроцентробежной насосной установки с электропакером

Figure 1 – A schematic diagram of downhole ESP unit with electric packer

1. Reservoir fluid inflow rate is evaluated by pressure build-up method for estimation of reservoir productivity factor and top limit fluid level in annulus - after reaching this level reservoir fluid rate decreases rapidly.

Reservoir oil analysis provides data on the minimum allowed pressure at the pump suction. This value and the average gas phase pressure in annulus provides data on the minimum allowed fluid level in annulus - ESP operation is not allowed when fluid level in annulus is lower than this value because of possible pump failure due to a significant volume of free gas passing through the impellers.

2. After the well cleanout and stimulation operations are performed, pump with liner-housing 7 and electric packer 4 in the open position is run in hole at determined depth. During the time after well stimulation oil and

также определяют минимально допустимое давление на приеме глубинного насоса. С учетом этой величины и среднего давления газовой фазы в межтрубном пространстве определяют нижний допустимый уровень жидкости в МП – это тот уровень жидкости в МП, ниже которого недопустима эксплуатация электроцентробежного насоса ввиду опасности срыва подачи жидкости из-за поступления на рабочее колесо насоса значительного объема газа в свободном состоянии.

2. В промытую и освоенную скважину на заданную глубину спускают на колонне НКТ насос с кожухом-хвостовиком 7 и электропакером 4 в открытом состоянии. За время, прошедшее после освоения скважины, в обсадной колонне 1 произойдет гравитационное разделение скважинной продукции на нефть и воду. В межтрубном пространстве между обсадной колонной и НКТ находится нефть и допустимо нахождение воды ниже нефти.
3. Для интенсификации притока пластовой жидкости контроллер СУ закрывает электропакер. С этого момента насос откачивает через отверстия 8 в кожухе 7 нефть или последовательно воду и нефть. Процесс отбора длится до тех пор, пока динамический уровень жидкости 11 не опустится до допустимой величины $H_{пред}$ (эта величина зависит от минимально допустимого давления на приеме насоса 3). За динамическим уровнем жидкости (нефти) в МП наблюдает постоянно действующий уровнемер 10.
4. За время отбора нефти из МП эмульсионная продукция под пакером успевает разделиться на нефть и воду (по многим месторождениям на разделение нестойкой эмульсии требуется от 30 минут до 2–3 часов времени). Поэтому после очередного открытия электропакера на прием насоса вновь будет поступать не эмульсионный состав, а последовательно нефть и нижележащая вода.

В период отстаивания пластовой продукции под закрытым электропакером давление жидкости значительно повысится из-за восстановления забойного давления ввиду явления пьезопроводности в продуктивном нефтяном пласте. Благодаря этому при открытии электропакера начнется поступление нефти не только на прием ЭЦН, но и его накопление в межтрубном пространстве скважины.

Рассмотрим периодичность взаимодействия глубинного оборудования по предложенному способу на примере гипотетической скважины. Характеристики скважины и нефтяного пласта при условном постоянстве давления газа в МП на уровне 10 атм (1,0 МПа) приведены в табл. 1.

- 1) Объем нефти (или слоев нефти воды) в МП:

$$H_{МП} = \pi \frac{(D^2 - D_{НКТ}^2)}{4} \cdot (H_{нижн} - H_{верх}) = 3,14 \frac{(0,130^2 - 0,073^2)}{4} (900 - 300) = 5,45 \text{ м}^3.$$

- 2) Объем жидкости в обсадной колонне ниже

water in the well fluid in casing are separated by gravity. Oil is located in annulus between casing and tubing, water presence below oil is permissible.

3. Well control unit closes packer in order to stimulate reservoir fluid inflow. From this moment on, ESP pumps oil or oil and water successively out through the port 8 in pump housing 7. Pump is in operation until dynamic fluid level 11 falls to a permissible value H_{perm} (this value depends on minimum allowable pressure at the pump suction 3). Fluid level meter 10 constantly measures dynamic oil level in annulus.
4. During the pumping period emulsion fluid below packer is separated into oil and water (at many fields separation of unstable emulsion takes from 30 minutes to 2-3 hours). That is why after another cycle of packer opening oil and bottom water will flow sequentially at the pump suction again instead of emulsion.

During gravity settling of reservoir fluid below the closed packer fluid pressure will increase significantly due to downhole pressure build-up because of pressure conductivity effect. As a result, when packer is opened again oil will flow at the pump suction and accumulate in annulus.

Let's consider periodic behavior of downhole equipment as per suggested method using the example of hypothetical well. Well and reservoir characteristics at a nominally consistent gas pressure at the level of 10 atm (1.0 MPa) are presented in table 1.

- 1) Oil volume (or volume of oil and water layers) in annulus:

$$H_{an} = \pi \frac{(D^2 - D_{tub}^2)}{4} \cdot (H_{low} - H_{up}) = 3,14 \frac{(0,130^2 - 0,073^2)}{4} (900 - 300) = 5,45 \text{ м}^3.$$

- 2) Fluid level in casing from packer to reservoir:

$$V_{casing} = \pi \frac{D^2}{4} \cdot (H_{res} - H_{pump}) = 3,14 \frac{0,130^2}{4} (1500 - 1000) = 6,63 \text{ м}^3.$$

- 3) ESP capacity Q_{ESP} in accordance with reservoir characteristic is equal to inflow rate Q_{res} : $Q_{ESP} = Q_{res} = 24 \text{ м}^3/\text{hr}$.

- 4) Hour ESP capacity: $Q_{ESP}^{hr} = 24/24 = 1 \text{ м}^3/\text{hr}$.

- 5) Duration of oil (oil and water) pumping out of annulus until the opening of electric packer:

$$t_{pump} = \frac{V_{an}}{Q_{ESP}^{hr}} = \frac{5,45 \text{ м}^3}{1 \text{ м}^3/\text{hr}} = 5,45 \text{ hr}.$$

- 6) Speed of water globules sedimentation in dispersion medium (oil) is determined using Stocks formula:

$$g_w = d^2 \cdot \frac{\rho_w - \rho_o}{18 \cdot \mu_o} \cdot g = (1 \text{ mm})^2 \cdot \frac{(1150 - 850) \text{ kg/m}^3}{18 \cdot 10 \text{ mPa} \cdot \text{s}} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 0,016 \text{ m/s}.$$

In emulsion fluid head below packer with height 500 m (1500-1000) dispersion medium is oil with height 250 m, reservoir oil watercut is 50%.

Duration of reservoir fluid separation below electric packer into oil and water is determined as a

пакера до пласта:

$$V_{обс.к} = \pi \frac{D^2}{4} \cdot (H_{пласт} - H_{насос}) = 3,14 \frac{0,130^2}{4} (1500 - 1000) = 6,63 \text{ м}^3.$$

3) Производительность ЭЦН $Q_{ЭЦН}$ в соответствии с характеристикой пласта берем равной притоку $Q_{пласт}$, то есть: $Q_{ЭЦН} = Q_{пласт} = 24 \text{ м}^3/\text{час}$.

4) Часовая производительность ЭЦН: $Q_{ЭЦН}^{\text{час}} = 24/24 = 1 \text{ м}^3/\text{час}$.

5) Время отбора нефти (нефти и воды) из МП до момента открытия электропакера:

$$t_{отбора} = \frac{V_{МП}}{Q_{ЭЦН}^{\text{час}}} = \frac{5,45 \text{ м}^3}{1 \text{ м}^3/\text{час}} = 5,45 \text{ ч}.$$

6) Скорость оседания глобул воды в дисперсионной среде (нефти) определяется по формуле Стокса:

$$g_s = d^2 \cdot \frac{\rho_s - \rho_n}{18 \cdot \mu_n} \cdot g = (1 \text{ мм})^2 \cdot \frac{(1150 - 850) \text{ кг/м}^3}{18 \cdot 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}} \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 = 0,016 \text{ м/с}.$$

В эмульсионном столбе подпакерной жидкости высотой 500 м (1500–1000) дисперсионной средой будет служить нефть высотой 250 м при известной обводненности пластовой нефти в 50%.

Время расслоения пластовой продукции под электропакером на нефть и воду определяется как время, необходимое для прохождения глобулами воды расстояния в 250 м (зона дисперсионной среды – нефти):

$$t_{расслоения} = \frac{250 \text{ м}}{v_s} = \frac{250 \text{ м}}{0,016 \text{ м/с}} = 15625 \text{ с} = 4,34 \text{ ч}.$$

7) По проведенным расчетам видно, что время расслоения подпакерной жидкости меньше, чем время отбора нефти (нефти и воды) насосом из межтрубного пространства:

$$t_{расслоения} < t_{отбора} (4,34 \text{ ч} < 5,45 \text{ ч}).$$

Такое положение выгодно для работы электроцентробежного насоса в оптимальном режиме, пока будет идти отбор жидкости из межтрубного пространства, эмульсия под электропакером полностью расслоится на нефть и воду, и после открытия электропакера на прием ЭЦН вновь будет поступать только однофазная жидкость – нефть, а следом и вода. Расчетами показана приемлемость предложенной технологии для эксплуатации электроцентробежного насоса в условии образования устойчивой высоковязкой эмульсии после рабочих колес насоса.

С помощью электропакера и отверстия в кожухе-хвостовике ЭЦН организовано одновременное протекание двух процессов: отбора неэмульсионной жидкости из межтрубного пространства и разделения подпакерной жидкости на нефть и воду. Положительный результат достигается при использовании стандартного подземного оборудования в виде электропакера и глубинного насоса. Выбор режима эксплуатации электропакера осуществляется по данным стандартного набора исследований системы «пласт – глубинный насос» и корректируется во

time period required for water globules to pass 250 m distance (zone of dispersion phase – oil).

$$t_{separation} = \frac{250 \text{ м}}{v_w} = \frac{250 \text{ м}}{0,016 \text{ м/с}} = 15625 \text{ с} = 4,34 \text{ hr}.$$

Таблица 1 – Условия эксплуатации системы «пласт – скважина»

Table 1 – «Reservoir – well» system operation conditions

Параметр / Parameter	Величина параметра Value of the parameter
Глубина кровли нефтяного пласта $H_{пласт}$, м Oil reservoir top depth, H_{res} , m	1500
Осредненная глубина ЭЦН и электропакера $H_{насос}$, м The average ESP and electric packer depth H_{pump} , m	1000
Верхний допустимый уровень жидкости в МП $H_{верх}$, м (по данным КВД) Top limit fluid level in annulus, H_{top} , m (as per pressure build-up data)	300
Нижний допустимый уровень жидкости в МП $H_{ниж}$, м (условия работы насоса) The minimum allowable fluid level in annulus, H_{min} , m (pump operation conditions)	900
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм Inner diameter of casing, mm	130
Внешний диаметр колонны НКТ, мм Outer diameter of tubing, mm	73
Средний приток жидкости из пласта $Q_{пласт}$ при колебании динамического уровня жидкости от $H_{верх}$ до $H_{ниж}$, м ³ /сут The average reservoir fluid rate Q_{res} during dynamic level fluctuation from H_{top} to H_{min} , m ³ /day	24
Характеристика пластовой продукции в скважинных условиях: – обводненность нефти, % – вязкость нефти в эмульсии μ_n , мПа·с Characteristics of reservoir fluid in well conditions. – oil watercut, % – oil viscosity in emulsion μ_n , mPa·s	50 10
– плотность нефти ρ_n , кг/м ³ – oil density ρ_n , kg/m ³	850
– плотность воды ρ_w , кг/м ³ – water density ρ_w , kg/m ³	1150
– диаметр глобул воды в обратной эмульсии (вода в нефти) d , мм – water globules diameter in inverted emulsion (water in oil) d , mm	1,0

7) According to conducted estimation, duration of fluid separation below packer is less than duration of pumping oil (oil and water) out of annulus.

$$t_{separation} < t_{pump} (4,34 < 5,45 \text{ hr}).$$

This fact is efficient for optimum ESP operation mode - while oil is pumped from annulus emulsion below packer will be completely separated into oil and water. After packer is opened there will be only one-phase fluid at the pump suction – oil and then water.

Estimation showed that the proposed technology is applicable for ESP operation under conditions of stable high-viscosity emulsion after pump impellers.

Electric packer and a port in ESP liner-housing provide simultaneous development of two

времени по показаниям уровнемера и влагомера.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДВУХПЛАСТОВОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ЦИКЛИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

В практике разработки нефтяных месторождений часто верхний пласт двухпластового объекта разработки уступает по продуктивности нижнему пласту. Верхний малопродуктивный пласт может быть введен в эксплуатацию вместе с основным объектом разработки либо позже – для поддержания текущих объемов добычи нефти. На таких объектах нефтедобычи является актуальной организация учета добычи нефти и воды отдельно по каждому пласту. К тому же необходимо создать благоприятные условия для отбора пластовой жидкости из малопродуктивного пласта путем создания повышенной депрессии на пласт. Сегодня такие малопродуктивные пласты эксплуатируют в периодическом режиме путем пуска, работы на определенное время и остановки электроцентробежной установки.

Известен способ эксплуатации двухпластовой нефтяной залежи и попластового учета добычи жидкости, по которому пласты разобщаются пакером, а отбор жидкости из нижнего пласта ведется через глубинный дебитомер [12]. Продукция верхнего и нижнего пласта лифтируется по колонне труб с помощью одного глубинного электроцентробежного насоса, а разделение общего дебита по пластам осуществляется по данным глубинного дебитомера и штатного расходомера, расположенного на поверхности земли. Опыт эксплуатации таких технологий показал, что наиболее слабым местом глубинной компоновки является глубинный расходомер турбинного исполнения ввиду засорения его рабочих органов механическими примесями и тяжелыми компонентами добываемой нефти.

Предлагается верхний, малопродуктивный, пласт разобщить от нижнего пакером через кожух-хвостовик электроцентробежной установки. Продукция нижнего, высокопродуктивного, пласта будет поступать на прием насоса в постоянном режиме времени, а вот жидкость верхнего пласта будет откачиваться насосом в периодическом режиме.

Схема глубинного насосного оборудования приведена на рис. 2.

Продукция верхнего пласта будет поступать на прием насоса через электромагнитный клапан 8, находящийся в кожухе-хвостовике 11.

Для того чтобы обеспечить отбор возросшего притока жидкости, на период откачки продукции верхнего пласта производительность глубинного электроцентробежного насоса повышают с помощью частотного регулятора тока питания погружного электродвигателя глубинной установки.

Периоды откачки и накопления продукции верхнего пласта определяются с помощью

processes: pumping non-emulsion fluid from annulus and separation of fluid below packer into oil and water. Successful result is achieved when standard downhole equipment is used such as electric packer and downhole pump. Selection of electric packer operation mode is carried out according to standard well testing system «reservoir - downhole pump». Operation mode can be adjusted in accordance with fluid level and watercut meters data.

PRODUCTION FROM TWO-RESERVOIR OIL DEPOSIT IN A CYCLIC MODE

The experience of oil fields operation shows that in two-reservoir deposits often the upper reservoir is less productive than the lower one. The upper low-productive reservoir can be put into production at the same time with the main reservoir or later - in order to maintain current oil rate. These deposits require monitoring of oil and water production for each reservoir separately. Also it is necessary to provide optimum conditions for pumping reservoir fluid from low-productive reservoir by exerting high pressure drawdown. Today, these low-productive reservoirs are operated in a periodic mode: putting into production for a certain time period and shutting off ESP.

Currently in use is a method of two-reservoir oil deposit operation and monitoring of fluid rate in each reservoir. According to this method, reservoirs are separated by a packer, fluid from the lower reservoir is pumped through a downhole rate meter [12]. Fluid from the upper and the lower reservoirs is lifted through tubing by means of

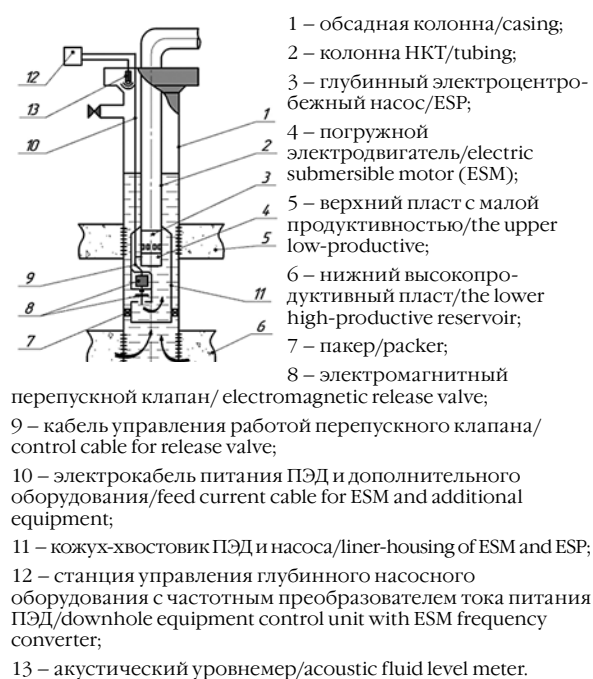


Рисунок 2 – Схема глубинной электроцентробежной насосной установки

Figure 2 – A schematic diagram of downhole ESP unit

предварительно проведенных измерений интенсивности притока жидкости из верхнего пласта и в дальнейшем корректируются с помощью постоянно действующего акустического уровнемера, находящегося на устье скважины. После предварительных исследований по оценке величины притока верхнего пласта устанавливают оптимальные величины верхнего динамического уровня $H_{\text{дин}}^{\text{верх}}$ и нижнего динамического уровня жидкости $H_{\text{дин}}^{\text{низ}}$ в межтрубном пространстве скважины. В режиме накопления уровень жидкости в МП поднимается от $H_{\text{дин}}^{\text{низ}}$ (условно 900 м) до $H_{\text{дин}}^{\text{верх}}$ (условно 300 м). За время накопления в МП собирается объем жидкости, равный

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) \cdot (H_{\text{дин}}^{\text{низ}} - H_{\text{дин}}^{\text{верх}}).$$

При достижении жидкости в МП верхнего уровня $H_{\text{дин}}^{\text{верх}}$ контроллер станции управления открывает перепускной клапан и одновременно повышает на необходимую величину частоту тока питания ПЭД, повышая тем самым производительность электроцентробежного насоса. С этого момента начинается период откачки продукции верхнего пласта, который заканчивается при достижении динамического уровня жидкости величины $H_{\text{дин}}^{\text{низ}}$.

Уровень жидкости и периоды накопления и откачки могут косвенно контролироваться и с помощью двух датчиков давления: верхнего, находящегося в МП на устье скважины, и нижнего, находящегося в зоне приемных отверстий глубинного насоса [13]. В качестве нижнего датчика давления можно использовать датчик в составе штатной термоманометрической системы (ТМС), находящейся под погружным электродвигателем установки. В этом случае необходимо учитывать определенную потерю давления при прохождении жидкости верхнего пласта через перепускной электромагнитный клапан.

Режим накопления – вход в кожух 11 закрыт со стороны верхнего пласта перепускным клапаном 8 и пакером 7, поэтому в межтрубном пространстве накапливается пластовая жидкость верхнего пласта. В это время на ПЭД установки подается ток штатной частоты или чуть ниже, например, 45–50 Гц. Это обеспечивает отбор жидкости из нижнего пласта в размере оптимальной величины Q_1 , например, в этом режиме обеспечивается давление на приеме насоса на уровне давления насыщения нефти газом и исключается газообразование на входе в ЭЦН.

Режим откачки – при достижении необходимой высоты гидростатического столба жидкости над глубинным насосом $H_{\text{дин}}^{\text{верх}}$ перепускной клапан 8 открывается, и в кожухе 11 открывается боковое окно, тем самым создается гидравлическая связь между двумя пластами. Накопленная продукция верхнего пласта начинает перетекать через клапан 8 в полость кожуха 11 и попадает на прием насоса 3. Для того чтобы обеспечить возросший приток жидкости в зону приемных отверстий ЭЦН,

one ESP, rate is measured according to data from downhole rate meter and surface flow meter. The experience of application of these technologies has shown that the weakest component of downhole equipment is a downhole turbine-type flow meter due to the fact that working elements are clogged with mechanical impurities and heavy oil components.

The paper suggests isolating the upper low-productive reservoir from the lower one by a packer through ESP liner-housing. Fluid from the lower high-productive reservoir will constantly flow to the pump suction while the upper reservoir fluid will be pumped periodically. Figure 2 shows a schematic diagram of downhole equipment.

The upper reservoir fluid will flow to the pump suction through the electro-magnetic valve 8 located in liner-housing 11.

Production of the increased fluid inflow is provided by increasing ESP capacity with ESM feed current frequency controller during pumping of the upper reservoir fluid.

Time periods of pumping and accumulation of the upper reservoir fluid are determined with previously conducted measurement of the upper reservoir fluid inflow. These time periods are adjusted thereafter by means of continuously working acoustic fluid level meter at the wellhead. After the upper reservoir fluid rate is determined new optimum values are set: the maximum allowable dynamic level $H_{\text{дин}}^{\text{up}}$ and the minimum allowable dynamic fluid level in annulus $H_{\text{дин}}^{\text{low}}$. During accumulation mode fluid level in annulus rises from $H_{\text{дин}}^{\text{low}}$ (for example 900 m) to $H_{\text{дин}}^{\text{up}}$ (for example 300 m). During accumulation mode volume of accumulated fluid reaches the following value:

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) \cdot (H_{\text{дин}}^{\text{низ}} - H_{\text{дин}}^{\text{верх}}).$$

When fluid level in annulus reaches $H_{\text{дин}}^{\text{up}}$, control unit opens release valve and simultaneously increases ESM feed current frequency up to a determined value thus increasing ESP capacity. This moment indicates the start of pumping of the upper reservoir fluid that stops only after dynamic fluid level reaches.

Fluid level and pumping and accumulation modes can be indirectly controlled by two pressure sensors: the upper one mounted at the wellhead in annulus and the lower one that is located near the pump suction ports [13]. Pressure sensor as a part of standard TMS system below EMS can be used as a lower sensor. In this case it is necessary to take into account pressure loss when the upper reservoir fluid passes through electro-magnetic release valve.

Accumulation mode – inflow in housing 11 against the upper reservoir is shut off by a release valve and a packer 7 that is why the upper reservoir fluid is accumulated in annulus.

необходимо повысить его производительность. В связи с этим одновременно с открытием клапана 8 контроллер станции управления 12 с помощью частотного преобразователя тока повышает частоту питающего тока до 60–65 Гц. Это в свою очередь обеспечивает повышение производительности электроцентробежного насоса до величины Q_2 . Разница в производительности насоса $Q_2 - Q_1$ подбирается по типоразмеру глубинного насоса и частоте питающего ПЭД тока таким образом, чтобы она соответствовала величине притока из верхнего пласта.

Уровень жидкости в МП в постоянном или периодическом режиме с заданной частотой контролируется устьевым акустическим уровнемером 13. При достижении уровня жидкости в МП до минимально допустимого значения $H_{\text{дин}}^{\text{низ}}$ период откачки заканчивается и с помощью контроллера начинается период накопления.

Учет добычи жидкости выполняется следующим образом. В режиме накопления продукции верхнего пласта определяется добыча по нижнему пласту – Q_1 (производительность насоса в режиме накопления). Добыча жидкости по верхнему пласту $Q_{\text{верх}}$ будет определена как разница общей добычи из двух пластов Q_2 (производительность насоса в режиме откачки) и Q_1 . Итого, $Q_{\text{верх}} = Q_2 - Q_1$.

Добыча жидкости по нижнему пласту равна $Q_{\text{низ}} = Q_1$.

ВЫВОДЫ

1. Периодическая эксплуатация подземного оборудования нефтедобывающей скважины может быть организована во множественных вариантах, в зависимости от поставленной технической задачи. В статье приведены две технологии, в которых электроцентробежный насос работает в постоянном режиме времени, а дополнительное глубинное оборудование эксплуатируется в периодическом режиме. Такое щадящее отношение к погружному электродвигателю насосной установки позволит продлить время безаварийной и эффективной работы всей насосной установки.
2. Применение в циклическом режиме электропакера, расположенного ниже электроцентробежного насоса, позволяет использовать внутреннее пространство скважины в качестве сепаратора нефти и воды и обеспечивает раздельное поступление нефти и воды на прием глубинного насоса. На примере гипотетической скважины рассчитан период гравитационного разделения пластовой продукции на нефть и воду и время отбора малообводненной нефти из межтрубного пространства.
3. Обе технологии добычи нефти электроцентробежным насосом объединяет наличие дополнительного оборудования в виде пакера и кожуха-хвостовика ЭЦН. Объединяющим фактором служит и то,

During this time nominal frequency current (for example 45–50 Hz or lower) is applied to ESM. This provides pumping the optimum volume Q_1 of the lower reservoir fluid. For example, in this mode the pump suction pressure maintains at the level of bubble-point pressure thus eliminating gas development at the ESP inlet.

Pumping mode – when hydrostatic head above the pump reaches $H_{\text{дин}}^{\text{up}}$ release valve is opened and lateral inlet in housing 11 is also opened thus establishing hydraulic connection between two reservoirs. Accumulated upper reservoir fluid flows through the valve 8 into the housing 11 and further to the pump suction 3. Production of the increased fluid inflow to ESP suction ports is provided by increasing ESP capacity. For that purpose, along with opening of valve 8, control unit 12 increases feed current frequency up to 60–65 Hz by means of frequency converter. This in turn increases ESP capacity up to value Q_2 . Difference in pump capacity $Q_2 - Q_1$ is selected according to ESP nominal size and ESM feed current frequency so that it corresponds to the upper reservoir inflow rate.

In constant or periodic mode with determined frequency fluid level in annulus is controlled by wellhead acoustic fluid level meter. When fluid level in annulus reaches minimum allowable value $H_{\text{дин}}^{\text{low}}$, pumping mode switches to accumulation mode by means of controller.

Production monitoring is performed as follows. The lower reservoir rate – Q_1 (pump capacity in accumulation mode) is determined during the upper reservoir fluid accumulation mode. The lower reservoir rate – Q_{up} is determined as a difference between the overall production from the two reservoirs Q_2 (pump capacity in pumping mode) and Q_1 . So, $Q_{\text{up}} = Q_2 - Q_1$.

The lower reservoir production is equal to $Q_{\text{down}} = Q_1$.

CONCLUSIONS

1. Periodic operation of downhole equipment in oil producing well can be arranged in different ways depending on task assigned. This paper describes two technologies in which electric submersible pump works constantly while additional downhole equipment is operated periodically. This non-damaging ESM operation provides the opportunity to extend failure-free and effective service life of the whole ESP unit.
2. Application of electric packer below ESP in a cyclic mode enables using inner wellbore space as an oil and water separator and provides oil and water flowing to the pump suction separately. Duration of gravitational separation of reservoir fluid into oil and water and duration of pumping low-watercut oil from the annulus are estimated using the example of hypothetical well.
3. Both technologies of oil production with ESP involve additional equipment such as packer

что межтрубное пространство выше насоса является емкостью для накопления пластовой продукции, в частности, по первой технологии в МП накапливается уже расслоившаяся пластовая продукция, изначально имеющая эмульсионный состав. По второй технологии в межтрубном пространстве накапливается продукция малопродуктивного верхнего пласта двухпластовой нефтяной залежи.

Приведенные в статье технологии могут успешно функционировать в нефтедобывающих скважинах нового поколения – интеллектуальных скважинах, основное отличие которых от традиционных скважин заключается в наличии необходимого количества датчиков давления, температуры и влагомера в контролируемой зоне скважины. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
2. Способ определения давления насыщения нефти газом/С.Г. Вольпин, Д.А. Корнаева, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг// Патент РФ на изобретение № 2521091. Оpubл. 27.06.2014. Бюл. № 18.
3. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «эксплуатационный объект – добывающая скважина – установка ЭЦН»//Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
4. Денисламов И.З. Реперные технологии при оценке объема отложений в скважинах и трубопроводах//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2(100). – С. 66–71.
5. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом/А.Р. Латыпов, В.Ф. Шаякберов, Р.Р. Исмагилов и др.// Патент РФ на изобретение № 2421605. Оpubл. 20.06.2011. Бюл. № 17.
6. Кабиров М.М., Гафаров Ш.А. Скважинная добыча нефти:

and ESP liner-housing. One more thing in common is the fact that the annulus above the pump is the storage capacity for the reservoir fluid accumulation. In particular, according to the first technology the annulus is used for accumulation of already separated reservoir fluid that was emulsion initially. According to the second technology of production from two-reservoir oil deposit, the annulus is used for accumulation of low-productive upper reservoir. These technologies can be successfully applied in new-generation oil production wells – smart wells. The main difference between smart and conventional wells is the application of a required amount of pressure, temperature and watercut sensors in wellbore control zone. ☉

учебник. СПб.: ООО Недра, 2010. – 416 с.

7. Савельев К.М. Сбор и первичная обработка нефти на промыслах восточных районов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 256 с.
8. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технология и оборудование: учеб. пособие/Р.С. Сулейманов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 450 с.
9. Входное устройство скважинного насоса/Н.Г. Ибрагимов, В.М. Валовский, В.Г. Фадеев и др.//Патент РФ на изобретение № 2232294. Оpubл. 10.07.2004. Бюл. № 19.
10. Валовский В.М. Внутрискважинная сепарация нефти и воды//Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 21. – С. 70–73.
11. Опыт применения технологий для ОРЭ многопластовых месторождений в ОАО «НК «Роснефть»/Р.Р. Габдуллов, П.И. Сливка, А.А. Агафонов, В.И. Никишов//Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 30–36.
12. Справочная книга по добыче нефти (под ред. Ш.К. Гиматулинова). – М.: Недра, 1974. – 704 с.
13. Способ защиты установки электроцентробежного насоса/И.З. Денисламов, Р.М. Еникеев, А.А. Бисенова//Патент РФ на изобретение № 2573613. Оpubл. 20.01.2016. Бюл. № 2.

Программное обеспечение Cerberus™ теперь доступно на русском языке

Cerberus – программное обеспечение для моделирования, которое позволяет эффективно проводить внутрискважинные работы

Узнайте больше на сайте nov.com/ctes

CTES | NOV Completion & Production Solutions



СПЕЦАВТОМОБИЛЬ ДЛЯ ГРП

www.riatauto.ru
www.riat.ru

БУЛИТОВОЗ 67187-030

**ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ**

новый продукт ОАО «РИАТ»
по программе импортозамещения



ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ

самопогрузки-выгрузки, установки и транспортировки специальных емкостей объемом 50 м³ для жидких и сыпучих реагентов, используемых при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов (ГРП) в составе комплекса оборудования для ГРП.

**ПРОВЕРЕНО В РЕАЛЬНЫХ
УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
в «Пакер-Сервис»
и «ТаграС-РемСервис»
смотрите видео испытаний
на сайте www.riatauto.ru/news/1998.html



ОАО РИАТ

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ: +7 (8552) 30-51-00, 30-51-03
ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ: +7 (8552) 53-44-43
БЕСПЛАТНАЯ ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ: 8 800-200-53-30

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИННОВАЦИОННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Сегодня сложно представить ситуацию, при которой работы по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, проводились бы без использования колтюбинговых технологий. Они очень активно стали применяться на территории России и других стран СНГ после появления на рынке отечественных производителей колтюбинговых установок. Вслед за ними на рынок стали активно выходить инновационно нацеленные компании, предлагающие современное высокотехнологичное скважинное оборудование для реализации колтюбинговых технологий.

Одним из таких предприятий является СЗАО «Новинка», инжиниринговая компания, входящая в Группу ФИД и специализирующаяся на создании оборудования для инновационных колтюбинговых технологий.

Конструкторским бюро компании «Новинка» создано оборудование для:

- направленного бурения;
- гидромониторного и кислотоструйного бурения;
- эжекторной очистки скважин;
- спуска геофизических приборов с целью исследования скважин.

Потребителям предлагается также широкая номенклатура элементов соединительных компоновок и скважинного инструмента для промывки скважин, проведения аварийных работ.

Кроме того, предприятие производит инженерно-техническое сопровождение работ с использованием оборудования собственного производства.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

СНБ89-73М Система направленного бурения

Система направленного бурения СНБ89-73М предназначена для ориентированного бурения добывающих и нагнетательных скважин из горных выработок. СНБ обеспечивает прохождение скважины по заданной траектории, контроль внутрискважинных параметров.

Состав наземного оборудования системы направленного бурения:

- блок обработки и отображения данных – предназначен для обработки, отражения и записи данных, полученных от КНБК;
- блок управления и питания – предназначен для управления КНБК и обеспечения питанием блока обработки и отображения данных;
- вертлюг – предназначен для соединения наземного оборудования с КНБК;

Состав КНБК системы направленного бурения:

- блок батарей – предназначен для питания модуля телеметрии;
- модуль телеметрии – предназначен для измерения трех углов пространственной ориентации СНБ, уровня естественной гамма-радиоактивности, температуры, нагрузки, давления и уровня вибрации;
- немагнитный переводник – предназначен для обеспечения необходимого расстояния между модулем телеметрии и ВЗД;
- клапан обратный – предназначен для предотвращения обратного движения жидкости через модули КНБК;

Особенности и преимущества:

- модульность конструкции;
- оригинальное программное обеспечение, которое может быть модифицировано под требования заказчика;
- взрывозащищенное исполнение.



Рисунок 1 – СНБ89-73М Система направленного бурения

СНБ89-76М Система направленного бурения

Система направленного бурения (СНБ) предназначена для бурения и проведения ремонтно-восстановительных работ скважин с долотами диаметром от 83 мм до 98 мм с использованием в качестве рабочей жидкости бурового раствора с содержанием песка не более 1%. Обеспечивает промку скважины по заданной траектории, контроль внутрискважинных параметров.

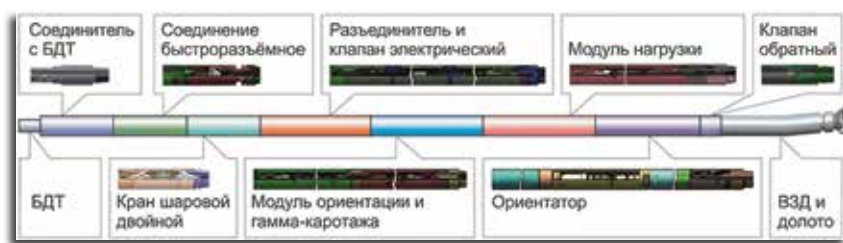


Рисунок 2 – СНБ89-76М Система направленного бурения

Состав системы направленного бурения:

- соединитель луночный – предназначен для жесткого соединения СНБ с ГНКТ;
 - соединение быстроразъемное – предназначено для быстрого соединения ГНКТ с КНБК;
 - кран шаровый двойной с кабельным каналом – предназначен для предотвращения обратного потока жидкости через модули КНБК при демонтаже всей компоновки;
 - разъединитель и клапан электрический – служит для разъединения частей КНБК в аварийных ситуациях и обеспечения циркуляции промывочной жидкости при остановленном ВЗД;
 - модуль ориентации – предназначен для измерения трех углов пространственной ориентации СНБ и уровня естественной гамма-радиоактивности;
 - модуль нагрузки – предназначен для измерения осевой нагрузки, внутреннего и внешнего давления, температуры и уровня вибрации;
 - ориентатор – предназначен для обеспечения поворота ВЗД с кривым переводником относительно оси его силовой секции с целью изменения направления бурения;
 - клапан обратный – предназначен для предотвращения выброса через ГНКТ при превышении пластового давления над давлением рабочей жидкости в ГНКТ;
 - переводник глухой – предназначен для защиты контакта модуля СНБ при соединении с ВЗД. Переводник устанавливается в системе направленного бурения опционально, при отсутствии ориентатора.
- Особенности и преимущества:
- модульность конструкции;
 - работает с ГНКТ с кабельным каналом связи;
 - поставляется с наземным блоком управления с оригинальным программным обеспечением;
 - немагнитное исполнение.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

КС301 Компоновка для кислотоструйного бурения с автономным инклинометром

Компоновка для кислотоструйного бурения

с автономным инклинометром предназначена для кислотного намыва боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. Применяется для карбонатных пород известково-доломитового ряда $\text{CaCO}_3 - \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. К данным типам пород относятся

породы с содержанием карбонатных минералов более 50%. В качестве рабочей жидкости применяются 10–20%-е растворы соляной кислоты.

Компоновка включает:

- комплект гидромониторных насадок – предназначены для формирования струй жидкости для кислотного намыва каналов. Предусмотрено комплектование компоновки насадками диаметром 54, 64 и 76 мм;
- переходник с блоком инклинометрии – обеспечивает регистрацию и запись параметров зенитного и азимутального положения компоновки во встроенную память и возможность чтения данных на поверхности с помощью ПК через стандартные интерфейсы обмена данных;
- устройство отклоняющее – предназначено для изменения положения выходной секции компоновки по отношению к ее неотклоняемой части на угол до 15° . Имеет возможность регулировки угла отклонения до спуска в скважину;

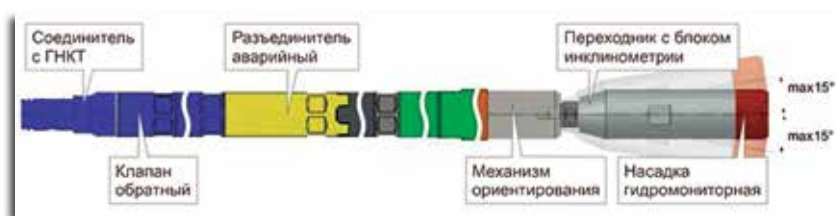


Рисунок 3 – КС301 Компоновка для кислотоструйного бурения с автономным инклинометром

- устройство поворотное – обеспечивает поворот выходной секции вокруг своей оси при сбросе и восстановлении давления выше 8 МПа;
- разъединитель аварийный – предназначен для разъединения компоновки в случае ее прихвата и невозможности освобождения тяговым усилием инжектора. Активируется шаром диаметром 14 мм;
- клапан обратный – предназначен для предотвращения обратного движения жидкости через компоновку и ГНКТ;
- соединитель с ГНКТ – предназначен для жесткого крепления компоновки к ГНКТ. Помодульный состав компоновки может изменяться в зависимости от параметров,

планируемых к намывке боковых стволов.

Модульная конструкция компоновки позволяет осуществлять изменение ее параметров под конкретные задачи.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН

Комплекс для эжекторной очистки скважин ЭОС1

Предназначен для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости.



Рисунок 4 – Комплекс для эжекторной очистки скважин ЭОС1

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции используется двойная (концентричная) ГНКТ, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ.

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

СКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ И ЭЛЕМЕНТЫ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ КОМПОНОВОК

КС101 Компоновка соединительная



Рисунок 5 – КС101 Компоновка соединительная

Соединительная компоновка включает:

- клапан обратный створчатый – предназначен для предотвращения выброса скважинных флюидов через ГНКТ при превышении пластового давления над давлением рабочей жидкости в ГНКТ;
- разъединитель механический, активируемый шаром, – предназначен для разъединения частей в аварийных ситуациях;
- клапан циркуляционный, активируемый шаром, – предназначен для обеспечения



Рисунок 6 – КС171 Компоновка соединительная

циркуляции технологической жидкости, минуя скважинный инструмент.

КС171 Компоновка соединительная

Предназначена для обеспечения спуска геофизических приборов на ГНКТ с возможностью циркуляции промывочной жидкости.

Состав компоновки:

- а) Узел заделки геофизического кабеля.
- б) Быстроразъемное соединение (БРС).
- в) Клапан обратный двойной створчатый.
- г) Разъединитель аварийный гидравлический.
- д) Циркуляционный клапан.
- е) Наконечник кабельный.

КС203 Компоновка соединительная геофизическая



Рисунок 7 – КС203 Компоновка соединительная геофизическая

Компоновка соединительная геофизическая предназначена для обеспечения спуска геофизических приборов на ГНКТ с обеспечением контроля осевой нагрузки на прибор. Обеспечивает возможность проведения промывки ствола скважины.

Компоновка соединительная включает:

- соединение быстроразъемное – предназначено для быстрого соединения частей КНБК на устье скважины;
- клапан обратный створчатый – предназначен для предотвращения выброса скважинных флюидов через ГНКТ при превышении пластового давления над давлением рабочей жидкости в ГНКТ. Наличие обратного клапана позволяет проводить промывку ствола скважины при спуске КНБК;
- шарнир – предназначен для придания КНБК дополнительной гибкости;
- устройство компенсационное – предназначено для временного предотвращения внезапного приложения нагрузки на КНБК выше допустимой;

- датчик осевой нагрузки – предназначен для контроля осевой нагрузки на геофизический прибор;
- датчик температуры – предназначен для контроля за температурой;
- наконечник кабельный – предназначен для присоединения геофизических приборов.

ИС501 Устройство поворотное гидравлическое



Рисунок 8 – ИС501 Устройство поворотное гидравлическое

Устройство поворотное является элементом скважинной компоновки для работы как с ГНКТ, так и на свинчиваемых трубах. Применяется для осуществления поворота части скважинной компоновки, расположенной ниже его на конструктивно заданный угол. Устройства поворотные могут быть изготовлены под заданный угол поворота в определенном диапазоне. Срабатывание устройства поворотного обеспечивается за счет перепада давления рабочей жидкости.

Дискретность поворота выходной секции 60°.

Может быть изготовлено с иной дискретностью.

ИС521 Устройство отклоняющее гидравлическое



Рисунок 9 – ИС521 Устройство отклоняющее гидравлическое

Устройство отклоняющее является элементом скважинной компоновки для работы как с ГНКТ, так и на свинчиваемых трубах. Предназначено для изменения положения нижней части компоновки от оси ее неотклоняемой части на угол до 15°. Срабатывание устройства отклоняющего обеспечивается за счет создания перепада давления рабочей жидкости. Имеет возможность регулировки угла отклонения до спуска в скважину.

ИС309 Разъединитель механический с кабельным каналом

Разъединитель механический с кабельным каналом позволяет провести освобождение ГНКТ от скважинного инструмента, прихваченного в скважине. Изменением количества штифтов можно устанавливать усилие срабатывания разъединителя в широком диапазоне нагрузок. Наличие в разъединителе кабельного канала



Рисунок 10 – ИС309 Разъединитель механический с кабельным каналом

связи позволяет управлять элементами скважинных компоновок и/или обеспечивать с ними связь в режиме реального времени.

Может быть использован в системах направленного бурения с кабельным каналом связи.

Параметры журнального обзора не позволяют представить полный ассортимент продукции СЗАО «Новинка». Электронный каталог можно заказать по адресу info@fidgroup.by ☎

НАША СПРАВКА

СЗАО «Новинка» – это стабильное, динамично развивающееся предприятие с более чем 25-летней историей. Основными направлениями деятельности предприятия являются создание и производство инновационного высокотехнологичного оборудования, предназначенного для повышения эффективности добычи углеводородного сырья.

СЗАО «Новинка», одно из ключевых предприятий Группы ФИД, было создано в 1990 году для разработки и внедрения в Республике Беларусь инновационных энергосберегающих технологий.

В современных условиях СЗАО «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на разработку конструкторской документации и изготовление новой техники для нефтегазодобывающей отрасли. Система менеджмента СЗАО «Новинка» соответствует требованиям стандарта ИСО 9001:2008 в отношении проектирования, производства, поставки и технического обслуживания внутрискважинных компоновок и инструмента, бурового и вспомогательного оборудования для нефтегазовой отрасли, о чем свидетельствует Сертификат соответствия системы менеджмента.

За два с половиной десятилетия специалистами предприятия были созданы и доведены до серийного выпуска не только сложные и наукоемкие узлы, агрегаты и системы, использующие современную механику и гидравлику, но и уникальные электронные устройства, позволяющие контролировать и управлять технологическими процессами.

Активная творческая позиция коллектива предприятия нашла подтверждение в многочисленных зарегистрированных патентах, авторских свидетельствах на изобретение и полезных моделях.

СТРОИТЕЛЬСТВО НАЧАЛОСЬ

С.А. ГУСЬКОВ, председатель СД АО «Уралтрубмаш»; А.М. ОВСЯНКИН, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»



В июне 2017 года в городе Краснотурьинске Свердловской области в составе индустриального парка «Богословский», согласно утвержденному техническому заданию и согласованной проектно-сметной документации, стартовало строительство нового завода по производству гибких насосно-компрессорных труб «Уралтрубмаш». Для нового завода подготовлена строительная площадка, изготовлено и опробовано в производственных условиях нестандартное оборудование, заключен договор на поставку основного технологического оборудования, заключены соглашения о поставках металла для производства труб, разработаны технологические инструкции, стандарты организации.

Сегодня в соответствии с утвержденным графиком и календарным планом идут работы по закладке фундаментов по строительству завода, производится планировка территории и вынос коммуникаций из зоны строительства, готовятся узлы подключения к созданным

системам инфраструктуры индустриального парка «Богословский». Создание инфраструктуры идет полным ходом благодаря слаженным действиям правительства Свердловской области и Фонда развития моногородов, окончание ее строительства намечено на 3-й квартал 2017 года.

Новый завод гибких труб – якорный резидент индустриального парка «Богословский», созданного при участии правительства Свердловской области и Правительственной комиссии по поддержке моногородов. Парк является промышленной площадкой в рамках территории опережающего социально-экономического развития. Проект в декабре 2016 года получил статус резидента ТОР, гарантирующего налоговые льготы, обеспечивающие самый выгодный в России на сегодня режим создания новых производств. В частности, в первый год производство полностью освобождается от налога на прибыль, в последующие годы – 10% (без льгот налог равен 20%), налог на землю – 0% (без льгот – в среднем 1,5%), налог на имущество организаций – 0% (без льгот – 2,2%), страховые взносы – 7,6% (без льгот эти взносы равны 30%).

Кроме этого, проект получает безвозмездное подключение к инженерной и промышленной инфраструктуре, созданной по самым современным стандартам. Все это плюс близость к Западной Сибири, которую обеспечивает прямая автомагистраль Екатеринбург – Ханты-Мансийск, делает площадку индустриального парка «Богословский» идеальной для размещения производств, ориентированных на нефтегазовый сектор России.

Важно напомнить, что действующий челябинский завод АО «Уралтрубмаш», единственный в России производитель гибких насосно-компрессорных труб, также создавался с чистого листа, он был построен в чистом поле с нуля за 2,5 года. Одновременно выполняли разработку технологии производства, проектирование и строительство завода. Работы продолжались летом и зимой в ударном темпе, и через два года была выпущена первая партия продукции.

Сегодня АО «Уралтрубмаш» – динамично развивающийся завод по производству востребованной рынком наукоемкой и уникальной продукции: труб для нефтяной и газовой промышленности, труб для алюминиевой и автомобильной промышленности, труб для авиационной и космической техники.

Завод выпускает широкую гамму трубной продукции. Используя технологическое преимущество в продуманном, грамотном с инженерной точки зрения, оснащении оборудованием, завод специализировался на производстве электросварных и бесшовных холоднодеформированных труб из углеродистых и нержавеющей марок сталей.

Это высокоточные корпусные трубы для погружных электронасосов и двигателей (ПЭН и ПЭД) из сталей 22ГЮ, 09ГСФ, ст 20, ст 35, 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т, монель и др. Длина труб до 10 м. Отличительной особенностью является то, что внутренний канал всей номенклатуры этого вида продукции шлифуется (хонингуется) на уникальных швейцарских станках в размер с полем допуска от 0,12 до 0,08 мм и правится с использованием лазерных измерительных систем.

Завод производит электросварные холоднодеформированные трубы для карданных валов для автотранспортного сектора промышленности из сталей марок 10, 20, 22ГЮ, 09ГСФ с техническими требованиями по ГОСТ 5005-82 с внутренним диаметром от 45 мм до 105 мм, толщиной стенки от 2,5 до 6 мм.

Освоено производство тонкостенных, высокоточных по геометрическим характеристикам и с гарантированными механическими свойствами корпусов для бурильных труб линейки WireLine размерами 55,6x4,8 мм, 70x4,8 мм, 89x5,6 мм, 114,3x6,3 мм. Это позволило отказаться от французских и китайских поставок оренбургскому заводу бурового оборудования, потребителю данной продукции.

Для Пермской компании нефтяного машиностроения (ПКНМ) освоено производство электросварных холоднодеформированных труб

для длинноходовых цельных плунжеров из стали 22ГЮ длиной 4,5 м размерами 44x5,5 и 56,7x5,35 мм.

Одним из видов продукции являются электросварные прямошовные трубы из стали 09ГСФ группы прочности К52 с удаленным внутренним гратом для обустройства трубопроводов с использованием соединения типа «Батлер». Размером 114x5–6 мм и длиной до 12 м.

Этот вид продукции позволяет применять трубы для трубопроводов без использования сварных соединений, что в разы увеличивает производительность при сохранении гарантий по надежности.

Завод производит капиллярные трубы из нержавеющей марки сталей размером от 0,8 мм по наружному диаметру до 5 мм по ГОСТ 14162-79, ТУ 14-ЗР-1560-2008, ТУ 14-225-9-88 для приборостроителей, медицинской, авиационной промышленности, ВПК.

И, наконец, одним из видов продукции предприятия являются гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) диаметром 33,5; 38,1; 60,3 мм со стенками толщиной от 3,0 до 4,0 мм. Трубы наматывают на металлические барабаны диаметром 3050 и 3250 мм шириной 1800 мм. Длина труб до 5000 м. Технические требования к трубам, сортамент, механические свойства, условия испытания и др. изложены в ТУ 1373-011032532744-2008. Объем выпуска таких труб – до 600 тонн в год.

АО «Уралтрубмаш» обладает уникальным кадровым потенциалом, способным инициировать и выполнять инновационные проекты. На Челябинском заводе изготовлено более 1 млн метров длинномерных гибких труб, проведено более 1000 испытаний на малоцикловую усталость на собственной установке для циклических испытаний труб в условиях, близких к эксплуатационным, разработана методика прогнозирования срока службы таких труб в различных условиях эксплуатации.

Осознавая тот факт, что данного объема недостаточно для удовлетворения спроса на российском рынке, в 2015 году было принято решение о строительстве второй очереди в Краснотурьинске.

При разработке проекта акцент был сделан на максимально полное удовлетворение потребностей российского рынка, была создана постоянно действующая рабочая группа по разработке проекта завода с крупнейшей российской компанией, эксплуатирующей гибкие насосно-компрессорные трубы, – ООО «Пакер Сервис».

В итоге совместной работы был разработан

проект, предусматривающий производство до 6 тыс. тонн ГНКТ в год следующего сортамента (см. табл.).

Таблица

Диаметр		Толщина стенки, мм		Спецификация на гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) API 5ST (минимальный предел текучести)				
дюйм-мов	мм	мин.	макс.	API 5ST CT70 (483 МПа)	API 5ST CT80 (552 МПа)	API 5ST CT90 (621 МПа)	API 5ST CT100 (689 МПа)	API 5ST CT110 (758 МПа)
1,000	25,4	2,2	3,2	-	-	-	-	-
1,500	38,1	2,4	5,2	-	-	-	-	-
1,750	44,5	2,8	5,7	-	-	-	-	-
2,000	50,8	2,8	6,4	-	-	-	-	-
2,375	60,3	3,4	6,4	-	-	-	-	-

Кроме того, предусмотрен выпуск специальных видов длинномерных труб: труб с переменным сечением, трубы в изоляции для создания протяженных нефтепроводов, труб с запасованным кабелем.

Активное взаимодействие специалистов, имеющих большой опыт эксплуатации труб, и специалистов по изготовлению этих труб дает возможность учесть опыт, накопленный на всех стадиях жизненного цикла продукции, учесть все требования и ожидания к качеству потребителей уникальной импортозамещающей продукции, использовать опыт производства, испытаний и эксплуатации гибких насосно-компрессорных труб.

В итоге совместной работы за 9 месяцев для нового завода в Краснотурьинске был разработан проект, который, с одной стороны, учитывает опыт производства длинномерных труб в Челябинске и мировой опыт производства таких труб, а с другой, – реальный опыт их эксплуатации в непростых российских условиях, накопленный и систематизированный специалистами ООО «Пакер Сервис». Разработку технологии, проектирование и изготовление уникальных единиц оборудования для нового

завода выполняли сотрудники АО «Уралтрубмаш» с привлечением команды специалистов из США.

11 апреля 2017 года в Краснотурьинске прошел окружной форум «Краснотурьинск – территория опережающего развития: новые возможности для предпринимательства». В рамках форума подписано стратегическое соглашение между ООО «Пакер Сервис» и ООО «Завод гибких труб «Уралтрубмаш» о совместной реализации проекта строительства и эксплуатации завода в Краснотурьинске на 2017–2027 годы.

Технология производства и контроля гибких труб на новом заводе нацелена на увеличение срока службы труб в условиях реальной эксплуатации и увеличения среднего гарантированного числа спуско-подъемных операций (СПО) до не менее 60, что обеспечивается самой новой в мире на сегодня линией производства, выверенной технологией, 100%-м неразрушающим контролем на каждом этапе производства, учетом конструктивных и технологических факторов в процессе производства и эксплуатации труб. Последнее и есть те знания и секреты производства и использования труб, обеспечивающие увеличение срока службы их в различных условиях эксплуатации.

В соответствии с разработанным техническим заданием и утвержденными технологическими регламентами, новый завод будет выпускать длинномерные гибкие трубы в бунтах из стальной полосы на трубоэлектросварочном стане.

Процесс начинается с входного контроля стальной полосы, из которой изготавливают трубы. Предусмотрен контроль геометрии, металлографический контроль,



осмотр поверхности, анализ сопроводительных документов, контроль химического состава каждой плавки металла штрипса. В процессе укрупнения рулонов конец полосы отрезают под углом к оси полосы и сваривают с началом следующей полосы. Сварное соединение зачищают заподлицо, усиление сварного шва термически обрабатывают, контролируют ультразвуковым методом и рентгеном качество «косого» поперечного стыка. На специальном накопителе из сваренных друг с другом рулонов наматывают полосу необходимой длины, чтобы из нее изготовить длинномерную трубу требуемой заказчиком длины.

Следует отметить, что несколько единиц оборудования уже разработаны, изготовлены и проверены специалистами АО «Уралтрубмаш» в реальных производственных условиях – это линия укрупнения рулона, устройство для циклических испытаний и агрегат продольной резки рулонов.

В линии укрупнения имеется устройство для прецизионной обработки свариваемых кромок полосы и устройство для сварки, зачистки и термической обработки сварного соединения.

Сварку продольного соединения предусмотрено производить на трубоэлектросварочном стане токами высокой частоты. Сразу после сварки сварной шов в линии стана термически обрабатывают, подвергают 100%-му неразрушающему контролю, после этого все тело трубы термически обрабатывают непосредственно в линии стана, охлаждают и наматывают на барабан. Новую конструкцию устройства для намотки уже изготовили и опробовали в работе на действующем производстве в АО «Уралтрубмаш».

В трех производственных пролетах завода гибких труб в Краснотурьинске запланировано размещение агрегата продольной резки рулонов металлопроката на полосы требуемой ширины, линии укрупнения рулонов, трубоэлектросварочный стан, а также оборудование для намотки труб на транспортные барабаны.

Спроектирован и изготовлен для нового завода сотрудниками АО «Уралтрубмаш» специальный стенд «Бабочка» для циклических испытаний.

Этот стенд, по сути, имитирует все движения и нагрузки на трубу колтюбинговой установки и использует в своей работе уникальную базу данных, накопленную ООО «Пакер Сервис», о реальных условиях использования ГНКТ на скважине под нагрузками в различных режимах. Проведение испытаний изготовленных труб на такой установке дает возможность прогнозировать реальное количество СПО в различных условиях эксплуатации.

Такой метод контроля качества готовой продукции будет применяться в дополнение к стандартам, принятым API 5ST, и приоткрывает завесу над одной из производственных «хитростей», заложенных в проект нового производства.

Основным поставщиком материала для производства, стали ASTM A606 тип 4 с требуемыми потребителями механическими характеристиками, станет давний деловой партнер АО «Уралтрубмаш» – ArcelorMittal. АО «Уралтрубмаш» выпущено более 3 тысяч тонн ГНКТ из марки стали A606 тип 4, производства ArcelorMittal, которые получили широкое признание потребителя.

Производственные мощности нового завода планируется ввести в строй с учетом накопленного за два десятилетия опыта производства длинномерных гибких труб в Челябинске и имеющейся информации об аналогичном производстве ведущих мировых производителей в США.

За годы освоения российского колтюбингового производства накоплен неоценимый опыт, достигнуты высокотехнологичные компетенции, которые, несомненно, будут являться той основой, которая до сих пор позволяла единственному в стране производителю данного вида продукции в одиночку развиваться и конкурировать с зарубежными поставщиками.

Разработчики и участники реализации проекта уверены, что новые производственные мощности площадки в Краснотурьинске будут успешно и своевременно введены в строй с использованием опыта строительства Челябинского завода и крепких партнерских отношений, установившихся между лидерами рынка – ООО «Пакер Сервис» и АО «Уралтрубмаш». ☉





Гарантируем стабильность, порядочность и качественный ресурс

Журнал «Время колтюбинга» беседует с Р.Я. Игиловым, коммерческим директором лизинговой компании ООО «Техностройлизинг».

«Время колтюбинга»: Руслан Якубович, познакомьте наших читателей с Вашей компанией.

Руслан Игилов: Лизинговая компания «ООО «Техностройлизинг» успешно работает на рынке четвертый год. Мы являемся официальными финансово-лизинговым партнером СЗАО «ФИДМАШ», о чем свидетельствует полученный нами сертификат. За время совместной работы были реализованы четыре колтюбинговые установки тяжелого класса, две из которых уникальны:

- первая экспериментальная установка тяжелого класса МК30Т-50, реализованная по совместной антикризисной программе с СЗАО «ФИДМАШ» в 2015 году на выставке «Нефть и Газ»/MIOGE;
- установка колтюбинговая тяжелого класса МК30Т-40 (состоящая из отдельных блоков, смонтированная на шасси МЗКТ 65276 10х10).

Мы хотим видеть читателей журнала в качестве наших клиентов, мы ждем ваших обращений и готовы предоставить эксклюзивные условия по лизингу на колтюбинговые установки, комплексы ГРП – всю номенклатуру оборудования СЗАО «ФИДМАШ». Помимо вышеназванного производителя, компания «Техностройлизинг» успела установить отношения и с другими производителями оборудования.

ВК: На какую категорию клиентов ориентируется Ваша компания?

Р.И.: «Техностройлизинг» предоставляет условия для высшей категории заемщиков. Ключевые контрагенты лизинга – крупные компании (корпорации, холдинги, независимые сервисные компании). Наши преимущества – кратчайшие сроки поставки техники, мобильность, оперативность в принятии решений, качество, контроль сопровождения сделки, гибкий индивидуальный подход к каждому клиенту.



ВК: В каких регионах «Техностройлизинг» реализует свои проекты?

Р.И.: Компания осуществляет реализацию проектов по Российской Федерации. Мы работаем преимущественно с ЯНАО, ХМАО, регионами Западной и Восточной Сибири. В ближайших планах – реализация проектов в странах СНГ и Таможенного союза.

ВК: Каковы условия предоставляемого Вашей компанией лизинга?

Р.И.: Финансовый ресурс, который мы предоставляем контрагентам, предназначен для корпоративных клиентов, так как все покупатели нефтегазового оборудования – крупные компании, которые имеют большой опыт закупок в данном секторе. Поэтому деньги, которые мы размещаем, одни из самых выгодных. Годовое удорожание на колтюбинговую установку составляет 7%. Срок лизинга – от 3 до 7 лет.

ВК: Вы лично имеете большой опыт работы в финансово-лизинговой компании, обслуживавшей клиентов в сегменте нефтегазового сервиса. А что можно сказать о других членах команды «Техностройлизинга»?

Р.И.: Все топ-менеджеры «Техностройлизинга» имеют большой опыт в сфере финансовой деятельности, страхового бизнеса, в сфере лизинговых продуктов. «Техностройлизинг» – универсальная независимая внебанковская лизинговая компания, которая предоставляет, помимо финансовой услуги, еще и техническую консультацию. Мы хотим и формируем такую команду, чтобы каждый ее член был способен проконсультировать клиента не только по финансовым, но и по техническим вопросам. Отмечу, что все сотрудники нашего коммерческого департамента имеют техническое образование, практически все являются выпускниками Московского авиационного института (МАИ). Для успешной работы и укрепления партнерских отношений компания СЗАО «ФИДМАШ» провела

обучение по всей номенклатуре своей продукции специалистов коммерческого департамента ООО «Техностройлизинг», о чем свидетельствуют именны сертификаты о прохождении курса «Производство и обслуживание колтюбингового, азотного, насосного, цементирующего оборудования и оборудования для комплекса ГРП». Так что у нас имеются обученные сотрудники, которые прошли дополнительное обучение по программе предприятия-партнера. То есть они являются не только специалистами по лизингу, но и инженерами по номенклатуре, знающими принципы работы тех или иных видов оборудования, способными провести мини-тендер, понимающими ситуацию на рынке нефтегазового сервиса.

ВК: Как Ваша компания рекламирует свои услуги?

Р.И.: На мой взгляд, наиболее эффективной

формой рекламы для крупных и средних компаний в секторе нефтегазового комплекса являются рекомендации, которые передаются из уст в уста. Так что клиенты и партнеры, с которыми мы уже имеем опыт работы, – самая лучшая реклама для нас и наших услуг.

ВК: Несколько слов Вашим потенциальным клиентам в заключение беседы.

Р.И.: Мы надеемся, что, вопреки пессимистическим прогнозам некоторых аналитиков, рынок нефтегазового сервиса активно развивается и спрос на колтюбинговое оборудование, оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП) и вспомогательное оборудование показывает устойчивый рост, а значит, инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе пользуются и будут пользоваться спросом. Со своей стороны мы гарантируем своим клиентам стабильность, порядочность и качественный ресурс.



На снимке (слева направо): Руслан Игитов (коммерческий директор ООО «Техностройлизинг»), Елена Лапотенцова (генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»), Андрей Овсянкин (генеральный директор ООО «Пакер Сервис»), Олег Коваль (главный инженер ООО «Пакер Сервис»). Фото сделано на 13-й Международной выставке «Нефть и газ»//MIOGE-2015

От редакции «ВК»:

Компания «Техностройлизинг» является трехкратным обладателем специальной премии Intervention Technology Award в номинации «Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России». Премия была учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия).

Комплексное страхование для предприятий нефтегазового комплекса

Руслан ИГИЛОВ, вице-президент по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса ПАО «САК «Энергогарант»

Растущий мировой спрос на энергоносители способствует развитию нефтегазовой отрасли, внедрению современных технологий, позволяющих оптимизировать производство и увеличить производительность. Очевидно, что любой технологический процесс сопряжен с определенными рисками, которые невозможно предвидеть и заранее исключить эффект от их негативного воздействия. Именно поэтому уже много лет в России активно применяется страхование.

В современных условиях, которые характеризуются повышенной неопределенностью экономических, политических, технических и организационных факторов, управление рисками представляет очень важный и значимый элемент системы управления нефтегазовыми проектами. Особенно когда речь идет о ведущей отрасли страны, которая генерирует доходы государства, граждан, смежных отраслей и играет основополагающую роль в социально-экономическом развитии России.

Современные программы управления рисками предприятий предлагают множество решений и методов. Однако наиболее успешным и целесообразным признан механизм страхования. ПАО «САК «Энергогарант»» предлагает весь комплекс страховых программ для предприятий топливно-энергетического комплекса, учитывающих сложность производственных процессов отрасли, использование дорогостоящего оборудования, работу с веществами и материалами, обладающими опасными свойствами, проявление которых может привести к значительным, а иногда к катастрофическим



потерям для компании. Также страхование внутрискважинного геофизического оборудования является одним из самых востребованных видов, поскольку позволяет компенсировать потенциальные риски, которые произошли в

результате пожара, взрыва, фонтанирования скважины или образования грифона, стихийных бедствий, и другие. Достоинство страховых программ: 1) расширенное страховое покрытие; 2) доверие госзаказчиков; 3) любой период страхования – от одного месяца до года и более.

Несколько примеров из опыта страхования ПАО «САК «Энергогарант»:

- строительство комплекса по подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ ЗАО «Трест Коксохиммонтаж»;
- строительство спортивно-оздоровительного комплекса ЗАО «Ванкорнефть»;
- работы по капитальному строительству объекта «Монтажно-сборочная площадка гидротехнических сооружений м/р Северного Каспия ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть».

Полис для специализированной техники

Специализированная самоходная техника, применяемая при работах на месторождениях, имеет ряд специфических рисков, которые не у всех страховых компаний покрываются полисом страхования. Как правило, по договору включаются риски ДТП на дорогах общего пользования, аварии, стихийные бедствия, противоправные действия третьих лиц. По всем оценкам, разведка и добыча нефти будут перемещаться на шельф и в Восточную Сибирь, очевидно, что освоение новых территорий с более сложными геологическими и климатическими условиями будет сопряжено с дополнительными рисками. Поэтому вопросы обеспечения качественной страховой защитой предприятий нефтегазового комплекса будут все более актуальны и востребованы. ☉

<https://www.energogarant.ru/>



Локальная поддержка для Ваших растущих потребностей

Quality Tubing – мировой лидер в производстве колтюбинговых труб с 40-летним стажем – готов поддержать быстро растущий российский рынок поставками гибких труб оптимизированного дизайна с местного склада. Мы готовы предоставить наилучшие решения, превосходящие Ваши требования к колтюбинговым трубам даже для самых сложных скважин.

Мы будем рады помочь Вам рационализировать Вашу работу за счет сокращения времени простоя оборудования и затрат.

Для получения дополнительной информации посетите наш сайт nov.com/qualitytubing или напишите нам по адресу qualitytubing@nov.com.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

**IV МЕЖДУНАРОДНАЯ (XII ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»
состоится 29 июня 2017 года в Российском государственном университете
нефти и газа (национальном исследовательском университете) имени
И.М. Губкина, по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65/1**

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

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

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

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



Адрес оргкомитета конференции:

119991, В-296, Москва, Ленинский проспект, 65, корпус 1, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: npch@gubkin.ru Факс: (495) 956-62-57

Технологическая жидкость на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ для проведения гидроразрыва пласта

Fluid Based on Viscoelastic Surfactants for Hydraulic Fracturing

М.А. СИЛИН, д. х. н., профессор, научный руководитель НОЦ «Промысловая химия»; Л.А. МАГАДОВА, д. т. н., профессор, директор НОЦ «Промысловая химия»; Д.Н. МАЛКИН, заведующий сектором химических реагентов и материалов для гидроразрыва пласта; П.К. КРИСАНОВА, магистрант, инженер НОЦ «Промысловая химия»; С.А. БОРОДИН, магистрант, инженер НОЦ «Промысловая химия»

M. SILIN, PhD in Chemistry, professor, scientific advisor at scientific-educational center (SEC) "Oilfield chemistry"; L. MAGADOVA, Doctor of Engineering, professor, director of SEC "Oilfield chemistry"; D. MALKIN, head of department of chemical agents and materials for hydraulic fracturing; P. KRISANOVA, master student, engineer at SEC "Oilfield chemistry"; S. BORODIN, master student, engineer at SEC "Oilfield chemistry", Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. В качестве жидкости ГРП наибольшее распространение получили водные растворы полимеров, однако при их использовании возникает проблема ухудшения фильтрационных свойств коллектора за счет коагуляции остатками неразрушенного полимерного геля. В статье приведены исследования по разработке бесполимерной жидкости ГРП на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ. В ходе работы была разработана жидкость ГРП для вскрытия низкотемпературных пластов на основе продукта отечественного производства Нефтенол ВУПАВ – АО «Химеко-ГАНГ». Проведенные исследования показали, что при относительно невысокой эффективной вязкости жидкости разрыва она способна удерживать в объеме расклинивающий материал. Изучение свойств разработанной жидкости ГРП с помощью осцилляционного реометра показало, что по значениям модуля накопления G' , отвечающего за упругое состояние, раствор ВУПАВ в значительной степени близок к сшитым гуаровым жидкостям. В ходе работы были определены реологические и фильтрационные характеристики раствора ВУПАВ.

Предложенный состав является потенциально возможным видом технологической жидкости разрыва для проппантного ГРП, проводимого в низкотемпературных пластах, в частности Волго-Уральского региона или Восточной Сибири.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости

Hydraulic fracturing (HF) is one of the most effective and wide-spread methods of enhanced oil recovery. Water polymer solutions are the most wide-spread HF fluids, but application of these solutions decrease reservoir filtration properties due to clogging with undisturbed polymer gel residues. The paper describes researches on development of non-polymer HF fluid based on viscoelastic surfactants (VES). Research team developed HF fluid for low-temperature reservoirs based on domestic product Neftenol VES by Himeco-GANG. Conducted research showed that this HF fluid with relatively low effective viscosity is capable of holding proppant in suspension. Rheometry analysis of developed HF fluid showed that according to values of storage modulus G' responsible for elastic state, VES solution is similar to crosslinked guar fluid. Research team identified rheology and filtration properties of VES solution.

The proposed solution is the possible type of proppant fracturing fluid for low-temperature reservoirs, in particular in Volga-Ural region or East Siberia.

Hydraulic fracturing is one of the most effective and wide-spread methods of production and injectivity enhancement in low-temperature heterogeneous stratified reservoirs with small drainage area. HF is a physical-hydrodynamic process in which rock is fractured along the minimum rock tensile strength direction by pressure created by injection of a special fracturing fluid in the well [1].

Water polymer solutions have been used as a fracturing fluid for a long while in Russia and abroad. These solutions include guar gum, hydroxypropylguar, hydrolyzed polyacrylamide, biopolymers, etc [2]. However, there is a serious problem of reservoir damage due to clogging of reservoir pore space and developed fractures with undisturbed polymer gel residues [3].

Apart from that, high viscosity of polymer fluids

нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых, слабоденируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов. ГРП – это физико-гидродинамический процесс, при котором горная порода разрывается по плоскостям минимальной прочности за счет воздействия на пласт давлением, создаваемым закачкой в скважину специальной жидкости разрыва [1].

С давних пор в зарубежной и отечественной практике ГРП в качестве жидкостей разрыва предпочтение получили водные растворы полимеров, такие как гуаровая смола, гидроксипропилгуар, гидролизованный полиакриламид, биополимеры и др. [2]. Однако при проведении операций гидроразрыва возникает серьезная проблема ухудшения фильтрационных свойств коллектора за счет коагуляции порового пространства пласта и образовавшихся трещин остатками не разрушенного до конца полимерного геля [3].

Помимо этого, высокая вязкость полимерных жидкостей, необходимая для удерживания расклинивающего агента в объеме, усложняет процесс транспортировки проппанта глубоко в пласт с низкой проницаемостью. В таком случае в низкопроницаемом коллекторе образуются трещины, преимущественно растущие в высоту по пласту, тогда как главная цель при обработке участка с плохими фильтрационными свойствами сводится к созданию длинной проводимой трещины, распространяющейся как можно глубже в продуктивный интервал [4].

Во избежание вышеуказанных трудностей для проведения ГРП в низкопроницаемых коллекторах целесообразно использовать маловязкие жидкости разрыва, не содержащие в своем составе коагулянты – полимерные компоненты. В настоящее время такими перспективными в разработке и применении жидкостями стали системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Благодаря дифильной структуре молекул ПАВ склонны к самоассоциации в растворах, которая проявляется в образовании мицелл. В объеме водной фазы выгодной для образования мицелл становится некоторая концентрация ПАВ, называемая критической концентрацией мицеллообразования (ККМ) [5].

При оптимальном соотношении концентраций ВУПАВ:электролит в водной среде формируются длинные червеобразные мицеллы ПАВ, которые в результате дальнейшего роста и переплетения между собой образуют сложную трехмерную сетчатую структуру в растворе, характеризующуюся вязкоупругими свойствами (рис. 1) [6].

Образующийся гель благодаря упругой структуре удерживает в объеме расклинивающий агент и, обладая значительно меньшими значениями вязкости в сравнении с полимерными композициями, транспортирует проппант глубоко в обрабатываемый продуктивный интервал [7].

required for holding proppant in suspension makes it harder to deliver proppant further into the low-permeability reservoir. In this case fractures in low-permeability reservoir extend in vertical direction while the main purpose of HF in low-permeability reservoir is creation of long conductive fractures extending deeply along the productive interval [4].

In order to eliminate the above-listed problems in low-permeability reservoirs it is necessary to conduct HF using low-viscosity fracturing fluids with no clogging agent such as polymer components. At present time one of these perspective fluids are the solutions based on viscoelastic surfactants (VES). Due to difilic nature, surfactant molecules are subject to self-association in solutions with micelles formation process. A certain concentration of surfactants is added to water phase which is favorable to micelles formation. This concentration is called critical concentration for micelle formation (CCM) [5].

The optimal ratio of VES:electrolyte in water phase leads to the development of long worm-shaped surfactant micelles. After the following growth and intertwining, these micelles form a complex three-dimensional lattice structure with viscoelastic properties (fig. 1) [6].

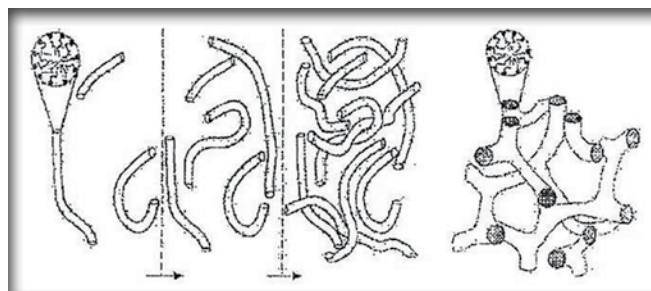


Рисунок 1 – Образование сетчатой вязкоупругой структуры из цилиндрических мицелл

Figure 1 – Development of viscoelastic lattice structure with cylindrical micelles

Due to its elastic structure, the formed gel can hold proppant in suspension and deliver it deep into production interval due to a lower viscosity as compared to polymer solutions [7].

It is also critical that the process of development of worm-shaped micelles is reversible and micelles decompose when exposed to hydrocarbon phase [6]. As a result, viscosity of viscoelastic structure decreases and the solution is easily transported to the surface along with produced fluids leaving highly-conductive proppant slugs in reservoir [7].

Specialists' team of Scientific-Educational Center "Oilfield chemistry" at Gubkin Russian State University of Oil and Gas developed and analyzed VES-based compositions in the function of fracturing fluids. Zwitterionic surfactant based on amido betaines by domestic oilfield chemicals manufacturer "Himeco-GANG" NEFTENOL VES was selected as a subject of research.

Zwitterionic surfactants have both cationic and anionic centers attached to the same molecule that

Также немаловажная особенность растворов ВУПАВ выражается в обратимости процесса формирования червеобразных мицелл, которые способны разрушаться при контакте с углеводородной фазой [6]. В результате вязкоупругая система теряет свои вязкостные свойства и легко выходит на поверхность вместе с добываемыми пластовыми флюидами, оставляя после себя высокопроводящие пачки расклинивающего агента в пласте [7].

Специалистами научно-образовательного центра «Промысловая химия» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина проделана большая работа по получению и исследованию составов на основе ВУПАВ в качестве жидкостей разрыва. Объектом исследования выбрано цвиттер-ионное ПАВ на основе амидобетаинов от отечественного производителя промысловой химии АО «Химеко ГАНГ» – НЕФТЕНОЛ ВУПАВ.

Цвиттер-ионными называют ПАВ, молекула которых содержит две противоположно заряженные группы, т.е. представляет собой дипольный ион (цвиттер-ион). От амфотерных ПАВ цвиттер-ионные отличаются способностью сохранять один из зарядов во всем диапазоне pH среды. В сравнении с другими классами цвиттер-ионные ПАВ обладают устойчивостью к кислотам и щелочам, нечувствительностью к минерализации и жесткости воды, совместимостью со всеми классами ПАВ [6].

На основании лабораторных исследований, а также с учетом технологических и экономических факторов предложена бесполимерная жидкость для проведения операций ГРП в низкопроницаемых низкотемпературных коллекторах (20–30 °C) следующего состава:

- НЕФТЕНОЛ ВУПАВ – 7 % масс.;
- 10%-й водный раствор NaCl – остальное.

Исследования реологических характеристик с применением высокотехнологичного оборудования (ротационный вискозиметр Grace M5600, рис. 2) показали устойчивость системы в пластовых условиях (рис. 3, табл. 1). Также экспериментально было показано разрушение вязкоупругого геля при взаимодействии с углеводородной средой (на примере дизельного топлива) (рис. 3).

При проведении ГРП технологическая жидкость подвергается сильному механическому воздействию при прохождении через насосные агрегаты, при движении по насосно-компрессорным трубам и перфорационным отверстиям. В связи с этим в рамках работы выполнены тесты на стабильность жидкости ГРП к сдвиговым напряжениям на ротационном вискозиметре Grace 5600 (так называемый тест на сдвиг). Результаты исследований представлены на рис. 4.

Жидкость ГРП, приготовленная с использованием НЕФТЕНОЛ ВУПАВ, обладает хорошей стабильностью к механическим

represents dipole ion (zwitter ion). Zwitterionic surfactants differ from amphoteric ones by the ability to keep the same charge over the entire range of the PH scale. As compared to the other classes, zwitterionic surfactants offer the following advantages: immunity to acids and alkalis, insensitivity to water salinity and hardness, compatibility with all other surfactant classes [6].

On the basis of laboratory tests, considering technological and economical factors SEC team proposed non-polymer fluid for hydraulic fracturing in low-temperature reservoirs (20–30 °C) with the following composition:

- NEFTENOL VES – 7 % wt;
- 10% NaCl solution – the rest.

Analysis of rheological properties with high-tech equipment (rotational viscosimeter Grace M5600, fig. 2) showed the system stability under reservoir conditions (fig. 3, table 1). Also, conducted experiments demonstrated the breakdown of viscoelastic gel when it is exposed to hydrocarbon medium (diesel fuel as an example) (fig. 3).



Рисунок 2 – Ротационный вискозиметр Grace M5600
Figure 2 – Rotational viscosimeter Grace M5600

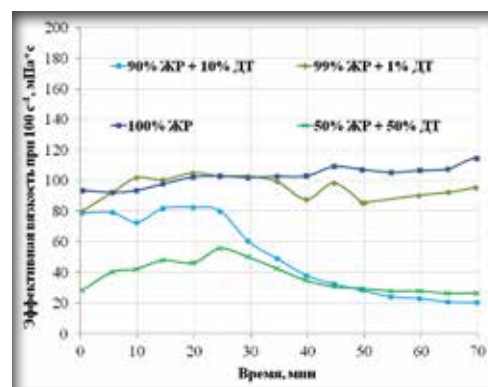


Рисунок 3 – Изменение эффективной вязкости жидкости ГРП на основе НЕФТЕНОЛ ВУПАВ во времени при 28 °C

Figure 3 – Time history of the effective viscosity of the fracturing fluid based on NEFTENOL VES at 28 °C.

Таблица 1 – Реологические показатели жидкости ГРП

Table 1 – Rheological properties of the fracturing fluid

Время, мин Time, min	Температура, °C Temperature, °C	Показатель неньютоновского поведения, n Non-Newtonian flow factor, n	Коэффициент консистенции K, Па·с Consistency index K, Pa·s	Эффективная вязкость η при скорости сдвига 100 с⁻¹, мПа·с Effective viscosity η at shear rate 100 s⁻¹, mPa·s
15	28	0,30	2,55	109,69
35	28	0,26	3,40	119,83
45	28	0,25	3,69	124,86
65	28	0,23	4,07	126,99

During fracturing the process fluid is affected by the mechanical impact when passing through pumps,

напряжениям (сдвигу), так как после снятия нагрузки в виде воздействия высокой скорости сдвига 511 c^{-1} наблюдается быстрое (менее 1 минуты) восстановление эффективной вязкости до первоначальных значений около $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Как уже отмечалось ранее, жидкости разрыва должны стабильно удерживать в своем объеме и транспортировать как можно дальше в обрабатываемый интервал расклинивающий агент. Ввиду этого следующим этапом определения технологических параметров предложенной жидкости разрыва стало выявление ее песконесущей и пескоудерживающей способностей. Оказалось, что даже в статических условиях состав удерживает в своем объеме до 80% проппанта фракции 16/30 по истечении 60 минут (рис. 5), имея при этом невысокие значения вязкости.

Песконесущие характеристики для системы со столь невысокими вязкостными параметрами было предложено изучить с помощью проведения осцилляционных исследований на ротационном вискозиметре Grace 5600. Осцилляционная реология позволяет осуществить количественную оценку вязких и упругих свойств материала. В данном методе прикладываемое напряжение меняется во времени синусоидально. Главное достоинство этого подхода заключается в том, что при проведении измерений исследуемый образец минимально деформируется, что исключает его разрушение [6].

Математическое описание изменений реологических параметров от частоты осцилляции основано на комплексных величинах и в связи с этим комплексный модуль сдвига G^* [Па] образца представляет собой геометрическую сумму (1) [8]:

$$\overline{G^*} = \overline{G'} + i\overline{G''}, \quad (1)$$

где G' – модуль накопления, соответствующий упругому ответу материала, Па; G'' – модуль потерь, отражающий диссипацию приложенной энергии в процессе течения, характеризующий вязкостные свойства образца, Па; i – оператор, равный $\sqrt{-1}$.

Осцилляционные эксперименты проводились с тремя исследуемыми жидкостями:

1. Несшитый («линейный») гель на водной основе:
Гелеобразователь ГПГ-1 – 4 кг/м^3 .
2. Сшитый гель на водной основе:
Гелеобразователь ГПГ-1 – 4 кг/м^3 ;
Боратный сшиватель БС-1 – 2 л/м^3 .
3. Беспolyмерная жидкость разрыва:
НЕФТЕНОЛ ВУПАВ – 7 % масс;
растворитель – 10 %-й водный раствор NaCl.

tubing and perforation holes. In this respect, SEC team carried out tests on fracturing fluid shear stress stability using rotational viscosimeter Grace M5600 (so called shearing test). The results of the test are presented in figure 4.

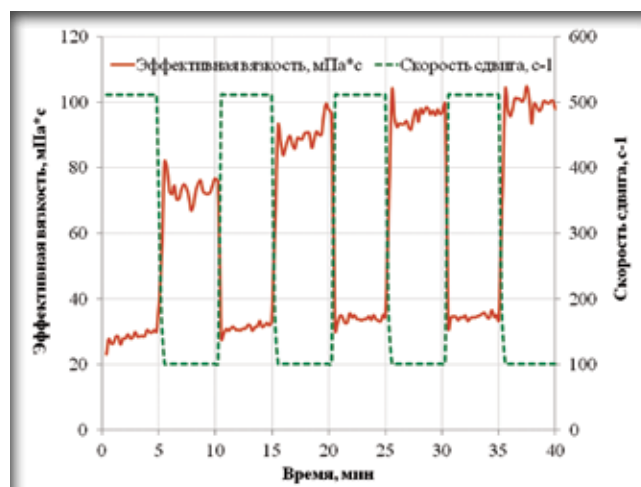


Рисунок 4 – Стабильность при напряжениях сдвига жидкости ГРП на основе НЕФТЕНОЛ ВУПАВ

Figure 4 – Shear stress stability of fracturing fluid based on NEFTENOL VES

Fracturing fluid prepared using NEFTENOL VES is stable to mechanical stress (shear stress) because when rotation is stopped after shearing at high rate 511 c^{-1} , effective viscosity recovers quickly (less than 1 minute) to its initial values – nearly $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

As mentioned above, fracturing fluids must hold proppant in suspension and deliver it into the reservoir as deep as possible. In this respect, the next stage of determination of technological parameters of the proposed fracturing fluid is the evaluation of the fluid ability to carry sand and hold it in suspension. As it turned out, even under static conditions composition with low viscosity holds in suspension up to 80% of proppant of 16/30 fraction (fig. 5).

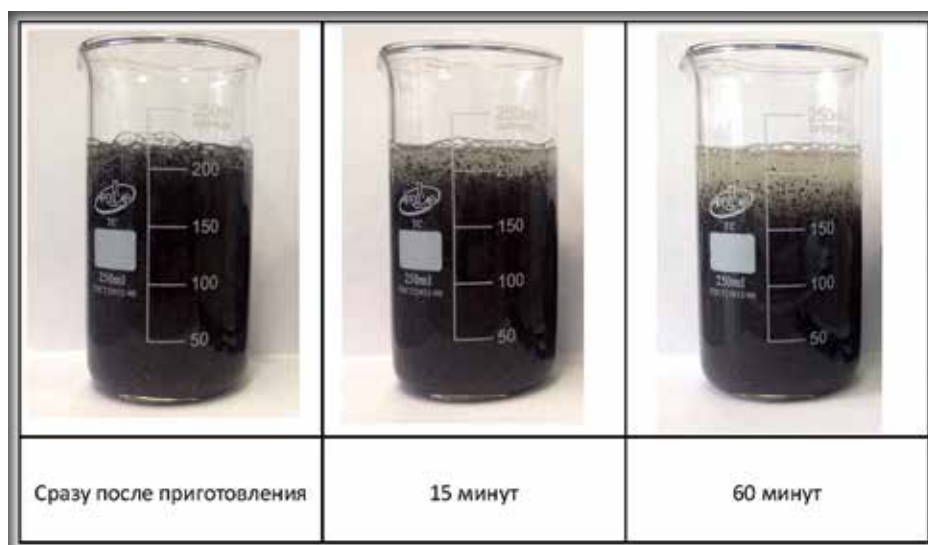


Рисунок 5 – Пескоудерживающая способность раствора НЕФТЕНОЛ ВУПАВ

Figure 5 – NEFTENOL VES ability to hold sand in suspension

Таблица 2 – Результаты осцилляционных исследований
Table 2 – Results of the oscillation tests

Образец/ показатели Sample/ parameters	Линейный гель Linear gel	Сшитый гель Crosslinked gel	Гель на основе ВУПАВ VES-based gel
Эффективная вязкость η при 100 с ⁻¹ , мПа·с Effective viscosity η at shear rate 100 s ⁻¹ , mPa·s	80	1200	100
G' , Па/ G' , Pa	0,0318	3,927	2,402
G'' , Па/ G'' , Pa	0,3351	3,804	1,117
G^* , Па/ G^* , Pa	0,3000	5,468	2,649

Из полученных данных видно (табл. 2), что значения модулей потерь и упругости у сшитого полимерного и вязкоупругого гелей сопоставимы, отличаются всего в 1,5–2 раза. В то же время показатели модуля упругости у линейного полимерного геля ниже почти на 2 порядка, чем у состава на основе ВУПАВ, и тем более у сшитого геля. Таким образом, хорошую пескоудерживающую способность раствора с НЕФТЕНОЛ ВУПАВ, при его невысоких значениях вязкости при скорости сдвига 100 с⁻¹, можно объяснить упругими характеристиками композиции (чего не наблюдается у линейного геля), которые обусловлены сложной сетчатой структурой переплетенных цилиндрических мицелл.

Одной из важных характеристик жидкости ГРП является фильтратоотдача состава в пласт. В рамках данной исследовательской работы определение поглощения жидкости из технологической композиции осуществлялось с помощью фильтр-пресса FANN HPHT (рис. 6) при перепаде давления 100 psi (0,7 МПа) и комнатной температуре.



Рисунок 6 – Фильтр-пресс FANN HPHT
Figure 6 – Filter press FANN HPHT

После построения графика зависимости объема фильтрата от времени (рис. 7) осуществлен расчет параметров, характеризующих фильтрационные свойства жидкости: утечки с кольматацией C_w по формуле (2), и потери при мгновенной фильтрации S_L по формуле (3) [9]:

$$C_w = \frac{m}{2A}, (м/сек^{1/2}) \quad (2)$$

$$S_L = \frac{b}{A}, (м^3/м^2), \quad (3)$$

Given the fact that the system exhibits low-viscosity parameters, it was proposed to analyze sand-carrying characteristics using oscillating test on rotational viscosimeter Grace M5600. Oscillation rheology enables conducting quantitative evaluation of viscous and elastic material properties.

The described method suggests that the applied stress changes in time in a sinusoidal manner.

The main advantage of this method is that during tests sample under study is distorted in the least extent. This fact eliminates the possible destruction [6].

Mathematical description of the changes in rheological parameters over oscillation frequency is based on complex values. In this respect, a complex shear modulus [Pa] of the sample is a vector sum (1) [8]:

$$\bar{G}^* = \bar{G}' + i\bar{G}'', \quad (1)$$

where G' – storage modulus that determines elastic properties of the material, Pa; G'' – loss modulus that corresponds to dissipation of the applied energy in flow and determines viscosity of the sample, Pa; i – operator that is equal to $\sqrt{-1}$.

Oscillation experiments were conducted on three fluids under study:

1. Non-crosslinked (linear) water-based gel:
Gelling agent GPG-1 – 4 kg/m³.
2. Crosslinked water-based gel:
Gelling agent GPG-1 – 4 kg/m³;
Borax crosslinker BS-1 – 2 l/m³.
3. Non-polymer fracturing fluid:
NEFTENOL VES – 7 % wt;
Solvent – 10% NaCl water solution.

As can be seen from the obtained results (table 2), loss and elasticity moduli in crosslinked polymer gel are similar to those in viscoelastic gel with only 1.5–2 times difference. At the same time, elasticity modulus in linear polymer gel is 100 times lower than that in VES-based and crosslinked gels. Thus, high sand-carrying ability of the NEFTENOL VES-based solution with low viscosity at shear rate 100 с⁻¹ can be explained by the elastic properties of the composition (in comparison with linear gel) that are caused by a complex lattice structure of the intertwined cylindrical micelles.

One of the important characteristics of the fracturing fluid is the filtrate return value.

In terms of this research work fluid loss was determined by filter press FANN HPHT (fig. 6) at pressure gradient 100 psi (0.7 MPa) and normal temperature.

After plotting of a «filtrate volume-time» graph (fig. 7) the following filtration parameters were estimated: fluid leakage with clogging C_w by formula (2) and instantaneous filtration fluid loss S_L by formula (3) [9]:

$$C_w = \frac{m}{2A}, (м/с^{1/2}) \quad (2)$$

$$S_L = \frac{b}{A}, (м^3/м^2), \quad (3)$$

где m – наклон кривой поглощения жидкости, $\text{м}^3/\text{сек}^{1/2}$; A – площадь поперечного сечения поверхности пористой среды, м^2 ; b – значение объема фильтрата $t = 0$ по кривой поглощения жидкости, м^3 .

Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Невысокие значения коэффициента утечек с кольтмацией C_w подтверждают образование при фильтрации состава фильтрационной корки, которая позволяет предотвратить дальнейшую миграцию фильтрата в пласт и тем самым сохранить необходимые технологические свойства жидкости разрыва.

Вышеуказанная технологическая жидкость показала на хорошем уровне ряд свойств, таких как устойчивость реологических характеристик, удерживание проппанта в объеме, стабильность к механическим напряжениям, разрушение при контакте с углеводородной фазой и др.

Предложенный состав является потенциально возможным видом технологической жидкости разрыва для проппантного ГРП, проводимого в низкотемпературных пластах, в частности Волго-Уральского региона или Восточной Сибири. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

- Магадова Л.А. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов/ Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Н. Глущенко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
- Рябоконь С.А. Жидкости-песконосители для гидроразрыва пласта //ОИ. Сер. Нефтепромысловое дело/С.А. Рябоконь, А.С. Нечаев, Е.В. Чагай. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 14 (143). – 52 с.
- Roger J. et al: «Polymer-Free Fluid for Hydraulic Fracturing» paper SPE 38622 to be presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., Oct. 5–8.
- Rimmer B. et al.: «Fracture Geometry Optimization: Designs utilizing New Polymer-Free Fracturing Fluid and Log-Derived Stress Profile/ Rock Properties» paper SPE 58761 to be presented at the 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, U.S.A., Feb. 23–24.
- Миттел К. Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии/К. Миттел; пер. с англ. – М.: Мир, 1980. – 597 с.
- Куряшов Д.А. Структура и вязкоупругие свойства смешанных мицеллярных растворов олеиламидопропилбетаина и анионного ПАВ: дис. кан. хим. наук. Казан. гос. технол. университет, Казань, 2009. – 146 с.
- Samuel M. et al: «Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids» Applications in Low Permeability Reservoirs» paper SPE 60322 to be presented at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., March 12–15.
- Вострокнутов Е.Г. Переработка каучуков и резиновых смесей (реологические основы, технология, оборудование)/Е.Г. Вострокнутов, М.И. Новиков, В.И. Новиков, Н.В. Прозоровская. – М.: Химия, 1980. – 280 с.
- International standard ISO 13503-4: Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials – Part 4: Procedure for measuring stimulation and gravel-pack fluid leakoff under static conditions. – 2006. – P. 14.

where m – slope of the fluid loss curve, $\text{м}^3/\text{s}^{1/2}$;

A – cross-section area of the porous medium м^2 ;

b – filter volume $t = 0$ according to the fluid loss curve м^3 .

Estimation results are presented in table 3.

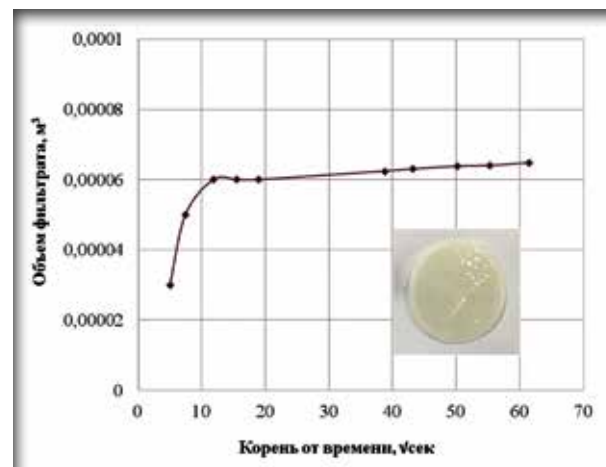


Рисунок 7 – График поглощения жидкости разрыва на основе НЕФТЕНОЛ ВУПАВ при 28 °C

Figure 7 – Plot describing loss of the fracturing fluid based on NEFTENOL VES at 28 °C

Таблица 3 – Результаты расчетов коэффициентов коркообразования

Table 3 – Results of estimation of crusting coefficients

Показатель/ Parameter	Значение Value
Площадь бумажного фильтра A , м^2 Paper filter area A , м^2	0,0031
Наклон кривой поглощения жидкости m , $\text{м}^3/\text{сек}^{1/2}$ Fluid loss curve slope m , $\text{м}^3/\text{s}^{1/2}$	$3 \cdot 10^{-7}$
Значение объема фильтрата $t = 0$ по кривой поглощения жидкости b , м^3 Filter volume $t = 0$ according to the fluid loss curve b , м^3	$5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент утечек с кольтмацией C_w , $\text{м}^3/\text{сек}^{1/2}$ Fluid leakage with clogging C_w , $\text{м}^3/\text{s}^{1/2}$	$4,81 \cdot 10^{-5}$
Потери при мгновенной фильтрации S_L , $\text{м}^3/\text{м}^2$ Instantaneous filtration fluid loss S_L , $\text{м}^3/\text{м}^2$	0,0160

Low values of coefficient of fluid leakage with clogging C_w confirm the formation of filter cake during composition filtration. This cake prevents the further filter migration into the reservoir thus saving the required technological properties of the fracturing fluid.

The fluid mentioned above demonstrated the following properties: consistency of rheological characteristics, ability to hold proppant in suspension, stability to mechanical stress, destruction when exposed to hydrocarbon phase, etc.

The proposed solution is the possible type of proppant fracturing fluid for low-temperature reservoirs, in particular in Volga-Ural region or East Siberia. ☉

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2017**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании кольтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» _____

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» _____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 (499) 788-91-19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития кольтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время кольтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2017 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru
Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2017**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

Best company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia and CIS countries _____

Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries _____

Best innovating company in Russia and CIS countries _____

Breakthrough of the year – the fastest-growing company _____

Best international company on the Russian oilfield service market _____

Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment on the territory of the Common Free Market Zone _____

Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service on the territory of Common Free Market Zone" _____

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 (499)-788-91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2017.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224
119017 Moscow, Russian
Federation

Tel. +7 (495) 481-34-97
(ext. 102)

Mobile: +7 (968) 356-34-45

Fax: +7 (499) 788-91-19

Набухающие заколонные пакеры для нефтегазовой промышленности



Набухающие заколонные пакеры предназначены для изоляции интервалов скважины в обсадной колонне или в открытом стволе, в том числе при проведении МГРП. Герметизация затрубного пространства происходит при выдерживании пакера в нефтяной или водяной ванне определенный период времени. Благодаря относительно большой длине резинового эластомера (по сравнению с гидравлическими и гидромеханическими пакерами) возможно применение набухающих пакеров в скважинах с повышенной кавернозностью открытого ствола. Кроме того, применение набухающих пакеров – один из лучших на сегодняшний день способов изоляции участков водопроявлений.

Основные преимущества набухающих пакеров NG-TECHNOLOGY:

- ▶ Долговечность создаваемого уплотнения
- ▶ Самовосстановление, соответствие профилю ствола скважины
- ▶ Возможность работы в открытом стволе с высокой кавернозностью
- ▶ Повышенная площадь контакта с открытым стволом
- ▶ Экономическая эффективность
- ▶ Снижение вероятности отказов (отсутствие движущихся механизмов и частей)
- ▶ Производство любых типоразмеров пакеров в кратчайшие сроки

Уникальные эластомеры нового поколения, применяемые в наших пакерах, разработаны ведущими специалистами в области резиновых смесей по техническому заданию NG-TECHNOLOGY и обладают высокими механическими свойствами резинового элемента и широким диапазоном рабочих температур до 200 °С.

Продукция компании NG-TECHNOLOGY - это оперативное реагирование на возникающие задачи и проблемы отрасли, а также постоянная работа по совершенствованию эластомеров и поиску новых решений в области применения набухающих пакеров для нефтегазовой промышленности. Мы поможем подобрать оптимальные технические решения по применению набухающих пакеров индивидуально для ваших условий применения.



Ю.А. БАЛАКИРОВ,
д. т. н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы

ПЕРФОРАЦИОННЫЕ РАБОТЫ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПУЛЕВЫХ ПЕРФОРАТОРОВ И ПОРОХОВЫХ ЗАРЯДОВ РАЗЛИЧНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Все пороховые заряды преследуют одну-единственную цель: проложить путь для притока углеводородов. Однако ради этой благородной цели различные пороховые взрывы неизменно наносят непоправимый вред крепи скважины, пагубно сотрясая ее. Поэтому инженеры давно задумывались над проблемой вторичного вскрытия пласта без взрывных работ. В предлагаемом материале делается попытка решить эту проблему без негативных последствий.

Поставленная цель достигается тем, что в процессе бурения скважины в ПЗП ствол скважины завершается горизонтальным «отростком» или ответвлением длиной до 5 метров, который будет служить площадкой для помещения магниевых брикетов в количестве, зависящем от толщины продуктивной части пластовой системы. Такой «склад» магниевых

В процессе растворения магниевых брикетов в растворе соляной кислоты и растворения карбонатных и глино-песчаных материалов коллектора в этой же кислотной среде будет выделяться количество тепла, достаточное для того, чтобы создать путь, по которому углеводороды должны будут притечь в скважину.

брикетов является детонатором для создания температурного импульса. В процессе растворения магниевых брикетов в растворе соляной кислоты и растворения карбонатных и глино-песчаных материалов коллектора в этой же кислотной среде будет выделяться количество тепла, достаточное для того, чтобы создать путь, по которому углеводороды должны будут притечь

в скважину. При этом растворение магния в соляной кислоте происходит с выделением значительной термодинамической энергии, но без вреда крепи скважины и пластовой системе, то есть без взрывного сотрясения и негативных последствий после взрыва.

Думается, не требуется дополнительных доказательств того, что получение технологической эффективности подобным путем явится основой высокой денежной доходности для компании – производителя этих работ.

ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОГО КАНАЛА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Специалисты знают, что в жизни каждой скважины наступают такие моменты, когда она, образно выражаясь, не знает, куда ей деться. Вроде все на месте, а дебит продолжает уменьшаться. Интервал перфорации совсем недавно освящали прострелом новых

интервалов, а дебит, как назло, сначала незначительно увеличился, а спустя 10–15 дней снова упал и вскоре сравнялся с тем, который был до повторного вскрытия пластовой системы. Промысловые инженеры начинают нервничать и проводить различные исследования притоков нефти и газа при

стационарных и нестационарных условиях притока флюидов. Но это не помогает. Тогда на всякий случай производят промывку скважины с применением ПАВ и даже осуществляют гидрокислотное воздействие, но улучшения не наблюдается, словно кто-то загипнотизировал скважину. Она по-прежнему не отвечает на все действия по улучшению притока пластовой нефти. Кто-то из специалистов даже предложил сделать ГРП, но остальные не согласились, потому что на глубине эксплуатационная колонна имеет латку для изоляции притока из запластовой системы сеноманского горизонта, питающей пресной водой все близ живущее население. Некоторые промысловые инженеры предложили провести капитальную промывку с помощью ПАВ с одновременным пулевым перфоратором. Но, конечно же, нашлись скептики, которые тут же отвергли и это предложение.

Наконец нашелся один опытный промысловый геолог, проработавший на нефтяных промыслах более 30 лет, который предложил произвести очистку раскрытых ранее перфорационных отверстий, поскольку, по его мнению, они забились твердыми углеводородными смолами, асфальтенами, сольватами и гидратами. Почему же коллеги забыли, что эта «нечисть» появляется тогда, когда происходит смена термодинамического режима, способствующая выходу из фильтрационного потока углеводородов тех веществ, которые, как мухи, садятся на сладкое!? На техсовете было принято решение основательно промыть перфорационный ствол эффективными растворителями и теплоносителями. Когда обратились ко мне как ученому-нефтянику, я подтвердил необходимость раскрытия перфорационного канала с помощью эффективных растворов с воздействием различных теплоносителей, но с одним условием: сначала с помощью ГНКТ отобрать по всей глубине перфорационного ствола пробы твердых углеводородов и сольватов, после чего обязательно произвести промывку перфорационного ствола. Так и было сделано, в результате чего скважина словно

Я подтвердил необходимость раскрытия перфорационного канала с помощью эффективных растворов с воздействием различных теплоносителей, но с одним условием: сначала с помощью ГНКТ отобрать по всей глубине перфорационного ствола пробы твердых углеводородов и сольватов, после чего обязательно произвести промывку перфорационного ствола.

омолодилась и с повышенным дебитом нефти вступила в работу.

Я намеренно ознакомил вас, уважаемые коллеги, с этим эпизодом из своей жизни, чтобы убедить, что в нашем деле не всегда знания, полученные в институте или университете, должны опережать, если так можно выразиться, практический опыт. Например, когда мы выбираем для работы интервал перфорации, мы должны всегда опираться на показания каротажной диаграммы, которая является своеобразным снимком строения пластовой системы, насыщенной нефтью или газом. И по графическому очертанию на этой диаграмме выбираем ту пику, которая больше внушает доверие (бывают пики, которые

крупно и размашисто указывают на каротажной диаграмме большие залежи нефти и газа).

Между тем мне посчастливилось работать с такими специалистами, которые более симпатизировали тем очертаниям на каротажной диаграмме, на которых почему-то эту пику не всегда можно было

заметить, и именно ее простреливали пулевым перфоратором, чтобы открыть дорогу к господину пласту – хранителю углеводородов.

Я не хочу загружать вашу память и называть этих специалистов по имени и отчеству. Часто по интервалу перфорации продуктивных пластов можно найти их автора. Так происходит потому, что до сих пор нет стандартных решений по выбору интервала перфорации в продуктивном пласте. Всегда по выбору интервала притока флюидов можно найти их авторов, позвольте еще раз повториться, потому что некоторые специалисты интервал притока флюида выбирают в верхней части коллектора – ближе к газовому пропластку, который будет «помогать» вытеснять нефть или газ. Другие же, напротив, стремятся расположить этот интервал ближе к нижним слоям пластовой системы, полагаясь на неоспоримый напор (градиент давления), исходящий от водонапорного бассейна, питающего гидродинамической силой всю область

продуктивного пласта, ответственную за фильтрацию нефти и газа в пористой среде залежи. Словом, не хочу занимать ваше производственное время, ибо проблема настолько тонкая, что подчас теряется в гуще различных мнений и симпатий в зависимости от опыта и знаний специалистов.

Таким образом, мы имеем выбранный интервал перфорации и что мы должны сделать далее для его очистки?

Прежде всего мы должны быть готовы к тому, что интервал перфорации за время работы скважины может неоднократно подвергаться образованию отложений. Но это обстоятельство ни в коем случае не должно повлиять на качество работ по очистке перфорационного канала. Главное здесь то, что предыдущие работы по вторичному вскрытию пластов были проведены по одной нисходящей линии. Это свидетельствует о том, что предыдущие перфорационные работы производились в пределах и границах одной и той же пластовой системы.

Теперь рассмотрим, какие виды работ будут производиться по обновлению и очистке перфорационного канала. Прежде всего эти работы будут проводиться с помощью эффективных растворителей и теплоносителей, направленных на длительную работу скважины в условиях интенсивного воздействия, и, с другой стороны, закрепления и повышения прочной корки на металлической поверхности подземного оборудования. Но это еще не все, потому что со временем эта корка оккупирует часть пространства на стенках обсадных колонн, в особенности на самой последней и нужной эксплуатационной колонне. Пространство будет сокращаться за счет уменьшения сечения обсадной колонны, и тем самым будет повышаться скорость восходящего потока флюидной жидкости, создавая условия для интенсивного «отмокания» твердых углеводородов с известными негативными

последствиями в процессе работы скважины.

Поэтому работу по очистке скважины надо начинать с нагнетания в интенсивном режиме горячей воды; в середине процесса нагнетания мгновенно перейти на закачку сухого пара, нагнетание которого следует проводить циклами с незначительными перерывами (3–5 минут) для создания режима турбулентного нагнетания, который позволит смыть с металлической поверхности подземного оборудования послойное наложение смол, асфальтенов и сольватов. Не завершая нагнетания сухого пара, переключиться на закачку многофазной пены, в составе которой содержится жидкое стекло и ПАВ. Не прерывая нагнетания, произвести закачивание эффективного растворителя твердых углеводородов, предельного керосина, в количестве половины объема скважины, после чего вновь перейти на закачивание горячей воды с ПАВ. Поскольку предельный керосин имеет особенность оставлять за собой шлейф сильного запаха, возникает необходимость несколькими приемами нагнетания горячей воды завершить очистку перфорационного канала.

В качестве контрольной проверки производят отбор проб выходящей жидкости из ремонтируемой скважины. Свидетельством качественной промывки будет служить светлый цвет отобранной пробы.

После успешного проведения процесса очистки необходимо дать возможность скважине «прийти в себя» и полностью истребить запах предельного керосина.

Все это время, пока скважина не работает, необходимо держать в закрытом положении запорную арматуру, которая находится на поверхности, не допуская при этом нарушения герметичности поверхностного оборудования скважины.

К пуску скважины в работу приступают через два-три дня, используя для этого стандартные решения.

О ГИДРОЗАЩИТЕ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (СШН)

Как правило, при длительной работе СШН нарушается, образно говоря, то святое и главное место в насосном подъемнике, которое именуется зазором между стенками цилиндра и плунжера, из-за чего часто этот насосный подъемник по классу посадки подразделяется на три класса. Первый класс – это когда зазор должен быть равен 80 мм, второй – 85 и выше,

третий класс – от 100 мм до 120 мм.

Думаю, несложно догадаться, что насосный подъемник не должен допускать утечки добываемой продукции обратно в полость скважины. Отсюда становится понятным, что наибольшие утечки добываемой продукции обратно в полость скважины могут возникнуть, если класс посадки насоса – третий. Чтобы

ликвидировать утечку, надо использовать гидрозатвор, то есть то единственное средство, при котором полностью устраняется обратная утечка добываемой жидкости в скважину.

Средство это именуется гидрозащитой СШН, при которой сухое трение при работе СШН о металл заменяется «мокрым» трением, поскольку при работе плунжера в зазоре появляется капля добываемой продукции. Этого бывает достаточно, чтобы при ходе плунжера вверх и вниз насос за счет своей компрессии всасывал из скважины нефть и нагнетал ее на поверхность. Между прочим гидрозатвор, по задумке вашего покорного слуги, можно создать в самой скважине, используя добываемую нефть.

Когда плунжер приходит вверх и вниз, он будет омываться каплями углеводорода, в значительной степени нивелируя сухое трение между плунжером и цилиндром скважинного насоса.

Вот такой метод, по замыслу автора, был

Когда плунжер приходит вверх и вниз, он будет омываться каплями углеводорода, в значительной степени нивелируя сухое трение между плунжером и цилиндром скважинного насоса.

назван гидрозатвором, или гидрозащитой СШН в более широком понятии производственного процесса скважины.

Теперь коротко о главном. Если мы хотим, чтобы СШН работал в скважине как можно более длительно, он должен «чувствовать»

руку промыслового инженера, чтобы не терять компрессии, то есть способности всасывать и откатывать добытую жидкость на поверхность скважины, и тогда сама скважина внутри себя организует гидрозатвор и без помощи со стороны сумеет себя защитить и сохранить свою компрессию, а значит, и способность всасывать и нагнетать добытую нефть на поверхность скважины. При этом при ходе вверх и вниз плунжера насоса не должно быть скрипа и своеобразного «мурлыкания». В противном случае СШН превратится в «блендер» и будет работать «на себя», не нагнетая добытую жидкость на поверхность скважины.

Ни в коем случае нельзя допускать, чтобы СШН работал как «блендер»!

РЕНЕССАНС МАЛОДЕБИТНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

В поздний период выработки нефтяного пласта, когда основным способом добычи, как правило, является способ с применением штанговых глубинных насосов, можно получить прибавку нефти в сутки по каждой скважине.

Пользуясь законом нестационарной фильтрации нефти, можно получить желаемый режим, если остановить станок-качалку на непродолжительное время (3–5 часов), а затем снова запустить его в работу.

Хочется быть уверенным, что промысловые инженеры не забыли еще, что временная остановка скважины не означает моментального прекращения притока углеводородов из пласта в скважину. Он продолжается до тех пор, пока величина депрессии (разности между пластовым и забойным давлением) не исчезнет.

Пока будет уменьшаться разность между пластовым и забойным давлением, в скважине

будет «царствовать» режим нестационарного притока нефти. Вот этот режим, или эффект нестационарного или неустановившегося притока нефти я рекомендую использовать для повышения эффективности работы малодебитных скважин на заключительной

стадии выработки нефтяной залежи.

Достаточно снова запустить в работу станок-качалку и глубинный скважинный насос, как приток добываемой продукции из пласта в скважину будет поступать, но уже на повышенном дебите. Все вроде просто

и мудро, а главное, легко воспроизводимо в промысловых условиях и не требует для реализации новых видов оборудования.

Этот метод я назвал ренессансом (или возрождением) нефтяных малодебитных скважин. Если есть желание повысить качество эксплуатации таких скважин, прошу взять мой метод на вооружение. ☺

Эффект нестационарного или неустановившегося притока нефти я рекомендую использовать для повышения эффективности работы малодебитных скважин на заключительной стадии выработки нефтяной залежи.

Выставка «Нефтегаз» и Национальный нефтегазовый форум – комплексный подход к решению задач отрасли



В Москве состоялись ключевые мероприятия отрасли – Национальный нефтегазовый форум и 17-я Международная нефтегазовая выставка «Нефтегаз-2017».

В Москве, в ЦВК «Экспоцентр», с 17 по 20 апреля состоялись Национальный нефтегазовый форум и крупнейшая в России 17-я Международная нефтегазовая выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. Нефтегаз-2017».

Выставка организована АО «Экспоцентр» совместно с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

Государственная поддержка, широкое международное участие, полный охват рынка, включая все подотрасли нефтяной и газовой промышленности, обеспечивают выставке статус главной отраслевой выставки России.

По мнению министра энергетики РФ **Александра Новака**, выставка «Нефтегаз» для профессионального сообщества стала без преувеличения значимым событием, «на котором специалисты разных стран имеют уникальную возможность оценить состояние развития ТЭК, обозначить приоритеты развития отрасли, обсудить наиболее актуальные задачи и проблемы».

Выставка «Нефтегаз-2017» объединила на площади 50 000 кв. м 526 ведущих предприятий отрасли из 25 стран, которые представили новейшие технологии, разработки и сервисы.

Выставка «Нефтегаз» играет все большую роль в расширении международного сотрудничества в энергетической сфере. Ее зарубежные экспоненты – ведущие мировые компании: Bauer Kompressoren, Centrax Gas Turbines, Honeywell Process Solutions, Kanex Krohne, Phoenix Contact, R&B Industrial Supply, Schneider Electric, Weidmüller Interface, Yokogawa Electric и другие.

Национальные экспозиции и коллективные стенды представили фирмы из Германии, Китая, Чехии, Финляндии, демонстрируя тем самым высокий интерес к российскому нефтегазовому рынку

и развитию партнерских отношений с нашими компаниями.

Россию на выставке представили такие отраслевые гиганты, как НПП «Буринтех», «Газпром бурение», «Газпром Строй ТЭК Салават», «Мотовилихинские заводы», НПФ «Пакер», ГК «Росатом», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «ТатПром-Холдинг», «Транснефть», «ЧТПЗ», «Трубная металлургическая компания-ТМК», «Уралмаш НГО Холдинг» и другие.

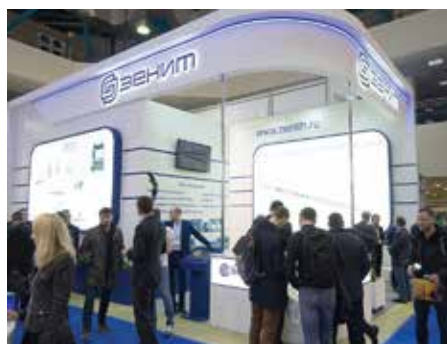
Одновременно с выставкой «Нефтегаз-2017» состоялся Национальный нефтегазовый форум. В фокусе внимания участников мероприятия – технологическая оснащенность и инновационный потенциал нефтегазового комплекса России. Форум открылся приветствием министра энергетики РФ Александра Новака, которое передал участникам форума заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов.

Выставка «Нефтегаз-2017» объединила на площади 50 000 кв. м 526 ведущих предприятий отрасли из 25 стран, которые представили новейшие технологии, разработки и сервисы.

В рамках 1-й пленарной сессии «Стратегия научно-технологического развития нефтегазовой отрасли России: глобальные вызовы и новые точки роста» **К. Молодцов** обозначил глобальные вызовы и новые точки роста в нефтегазовой отрасли.

«Мы наблюдаем технологические прорывы, которые сегодня намечаются в нефтегазовой отрасли. В частности, складывается ситуация, что на рынке может быть предложен большой объем сланцевого газа, и нам необходимо учитывать эту тенденцию. Роль российского газа будет увеличиваться, но и конкуренция будет расти», – сказал замминистра. Также он отметил, что тема энергоэффективности – один из ключевых трендов развития нефтяной отрасли. Задача внедрения энергоэффективных технологий заложена в госпрограмму импортозамещения, генсхему развития нефтяной и газовой отрасли, частично она отражена как базовый тренд в энергостратегии.

На 1-й сессии выступили представители компаний и организаций: PwC (США), IHS Energy, Комитет по энергетике ГД РФ, «Татнефть», СИБУР, СНГП, Schneider



ElectricIndustries SAS, EY, Мировой нефтяной совет, Argus, «Энергетический центр московской школы управления «Сколково».

В рамках 2-й сессии «Конкуренция нефтегазовых технологий: импортозамещение в ключевых сегментах нефтегазовой отрасли, локализация производств и экспортный потенциал российского ТЭК» заместитель министра промышленности и торговли РФ **Василий Осьмаков** рассказал о механизмах господдержки импортозамещающих проектов в ТЭК. По итогам 2016 года доля импорта в нефтегазовом машиностроении составила 45,5% при плановом значении в 56%. «Через разные механизмы, включая Фонд развития промышленности, мы поддержали около 30 проектов по выпуску нового оборудования для предприятий ТЭК на сумму более 3,5 млрд рублей», – отметил замминистра. Кроме того, во многом под задачи топливно-энергетического комплекса был создан новый инструмент поддержки – субсидирование части затрат на производство и реализацию пилотных партий высокотехнологичной продукции. Промышленным предприятиям компенсируется до 50% понесенных издержек.

В работе заседания приняли участие представители компаний: «Газпром нефть» Российский экспортный центр, «Транснефть», УК «Группа ГМС», «Шлюмберге», ГК «Миррико», СРПО ТЭК, «Бета Технологии».

Далее участники форума продолжили работу в формате круглых столов. Заместитель председателя комитета по энергетической политике и энергоэффективности РСПП **Юрий Станкевич** провел дискуссию «Анализ основных направлений генеральных схем развития нефтяной и газовой отрасли». Председатель Союза разработчиков программного обеспечения и информационных технологий ТЭК **Борис Харас** модерировал круглый стол «ИТ в нефтегазовой отрасли: практические аспекты в области импортонезависимости и кибербезопасности».

На 2-й день работы ННФ участники круглого стола «Разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов: экономический и технологический аспект» обсудили следующие темы: действующая налоговая политика, проблемы и методы стимулирования компаний по разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), законопроект

о применении налога на добавленный доход (НДД) в нефтяной отрасли, зарубежный опыт и история «сланцевой революции», успешные кейсы российских компаний.

В центре внимания был доклад генерального директора Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) полезных ископаемых **Игоря Шпурова**, который заявил, что льготы для компаний нефтегазовой отрасли необходимы для создания технологий, а не разработки запасов. Их необходимо предоставлять целевым образом. Кроме того, по мнению главы ГКЗ, нетрадиционным запасам необходима отдельная новая наука, основанная на физике твердых пород и геохимии.

В качестве параллельной сессии состоялся круглый стол «SMART-технологии в нефтегазовом секторе: практические аспекты трансфера технологий. Требования импортонезависимости и безопасности». Модератором выступил вице-президент ТПП РФ **Дмитрий Курочкин**. Он отметил, что нефтегазовый сектор является одним из наиболее передовых по внедрению научных и технических разработок, в частности SMART-технологий. За счет эффективного управления такого рода процессами, как свидетельствует опыт зарубежных стран, достигим прирост ВВП до 0,5 процента, аналогичный вклад в прирост ВВП дает только нефтедобыча. Именно такой потенциальный эффект от системного широкомасштабного решения сформулированных проблем является ожидаемым и достигим для нашей страны в ближайшие годы.

Затем в рамках ННФ состоялись конференция «Наука – технологии – бизнес: основные этапы трансфера инновационных технологий в современном ТЭК», семинар «Планирование снабжения и закупок в нефтегазовых компаниях», круглый стол «Развитие сектора независимого предпринимательства в российском нефтегазовом комплексе», круглый стол «Кластеры, технопарки и инжиниринговые центры как драйвер развития нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

В работе форума приняли участие представители министерств и ведомств, российских и зарубежных компаний ТЭК, аналитических агентств, отраслевых ассоциаций, научных сообществ и ведущих средств массовой информации. ●

XIII Международная научно-практическая конференция «Состояние и перспективы применения защитных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли»

Ежегодная конференция **«Состояние и перспективы применения защитных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли»** объединила более 200 представителей главных игроков отрасли – нефтегазовых компаний, производителей труб, производителей защитных покрытий, подрядных организаций и научно-исследовательских институтов. Мероприятие состоялось 15–16 марта 2017 года на базе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина при поддержке ПАО «НК «Роснефть» и журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ».

В рамках конференции обсуждались последние тенденции нефтегазовой отрасли и перспективные разработки, связанные с защитными покрытиями и технологиями их применения. Участники поделились опытом применения методов и технических средств контроля энергоэффективности и надежности трубопроводов, скважинного и емкостного оборудования. Были также затронуты вопросы нормативной документации, определяющей критерии качества покрытий.

Компания 3М представила на конференции локальные антикоррозионные разработки.

Эксперт компании 3М **Юлия Лесковец** отметила

Компания 3М представила на конференции локальные антикоррозионные разработки.

действия компании по соответствию тенденциям импортозамещения и развитию локального производства решений для защиты от коррозии. Линейка локально производимых продуктов включает эпоксидные порошковые покрытия для внешнего и внутреннего нанесения на трубы и продукцию для ремонта и восстановления магистральных трубопроводов в полевых условиях.

Помимо имеющихся решений для нефтегазовой отрасли специалист 3М рассказала о научных разработках новых продуктов. Среди них

полиуретановые покрытия для заводского нанесения на крановые узлы и отводы, покрытия для ремонта и переизоляции в полевых

условиях и покрытия для ручного нанесения для наиболее сложного участка трубопроводов – переходов «земля-воздух». Новые разработки обеспечат возможность нанесения защитного материала без необходимости традиционной обработки поверхности трубы, а также позволят наносить покрытие требуемой толщины в один проход, сокращая тем самым время нанесения материала. Новые продукты соответствуют типу покрытий ПК-80 и позволяют проводить работы при температуре до 80 °С. ☉

«Буровая и промысловая химия – 2017»



Компания CREON Energy 27 апреля провела в Москве 6-ю Международную конференцию **«Буровая и промысловая химия – 2017»**. Стратегическим партнером выступило агентство «Коммуникации», поддержку мероприятию оказала Национальная ассоциация нефтегазового сервиса.

Нынешний год для нефтесервисных компаний начался непросто: Россия поддержала решение ОПЕК о снижении добычи и теперь вынуждена сокращать эксплуатационную проходку. В этой связи развитие рынка буровой и промысловой

Трудноизвлекаемые запасы – это больше половины от общих запасов в России, но разрабатывать их крайне сложно. Необходимы новые технологии, реагенты и растворы. Купим ли мы все готовое, недорогое, но сомнительного качества у китайцев или разработаем отечественное? Конечно, второй вариант предпочтительнее.

химии в РФ может замедлиться, а перспективы импортозамещения – и вовсе расплыться в тумане.

«Куда двигаться отрасли? – вот, пожалуй, главный вопрос конференции, – заявил в приветственном слове генеральный директор CREON Energy **Санджар Тургунов**. – На наш взгляд, игрокам рынка стоит обратить внимание на сегмент ТРИЗ. Трудноизвлекаемые запасы – это больше половины от общих запасов в России, но разрабатывать их крайне сложно. Необходимы новые технологии, реагенты и растворы. Купим ли

мы все готовое, недорогое, но сомнительного качества у китайцев или разработаем отечественное? Конечно, второй вариант предпочтительнее. Другое дело – готовы ли производители буровой и промысловой химии соответствовать ожиданиям потребителей».

Обзорный доклад по нефтесервисному рынку России представила старший менеджер департамента стратегии и операционной эффективности Deloitte Consulting **Ирина Демичева**.

Несмотря на высокую волатильность нефтяных цен, в 2016 году совокупные объемы бурения достигли максимума – проходка составила 25,5 млн м. Нарушение корреляции между стоимостью нефти и проходкой в бурении было вызвано позитивными ожиданиями нефтяных компаний в отношении ценовой конъюнктуры. Рост относительно 2015 года наблюдался в объемах и эксплуатационного, и поисково-разведочного бурения.

Проходка в эксплуатационном бурении в 2016 году увеличилась на 12%, рост показали большинство игроков нефтяного рынка. Среди них Ирина Демичева выделила «Роснефть», увеличившую данный показатель на 36%. Ключевым фактором роста объемов эксплуатационного бурения является наращивание проходки в горизонтальном бурении, хотя его динамика замедлилась по сравнению с предыдущими годами.

Объемы поисково-разведочного бурения в 2016 году выросли на 20%, лидером опять же является «Роснефть». Сокращение проходки показали «Газпром нефть», «Славнефть» и «Татнефть».

Более 70% спроса на бурение обеспечивают четыре крупнейшие нефтяные компании – «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» и «ЛУКОЙЛ». При этом за последние два года доля «Роснефти» в общем объеме спроса на бурение выросла с 25 до 36%.

Что касается предложения, то единственным

крупным независимым подрядчиком на рынке бурения остается компания EDC, но ее доля сокращается – с 28% в 2014 году до 19% в 2016 году.

Эксперт отметила, что в 2016 году расходы на проведение капитального и подземного ремонта скважин увеличились на 10 и 12% соответственно относительно 2015 года. Данные сегменты рынка также характеризуются высокой концентрацией заказчиков (на три компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» – приходится до 80% спроса).

С падением цен на нефть в 2015 году сократилось финансирование геофизических исследований со стороны государства и инвесторов. Экономические санкции стали фактором, ограничивающим приток частного капитала, а сокращение государственных расходов произошло в рамках экономии бюджетных средств. И все же в 2016 году было незначительное улучшение ситуации в данном сегменте.

В 2015–2016 годах наблюдалось сокращение расходов на проведение ГРП за счет уменьшения расходов на шельфовые проекты. Основная предпосылка – это отсрочка реализации таких проектов в условиях падения цен на нефть в пользу материковых проектов с меньшими бюджетами и быстро достигаемыми результатами.

По словам докладчика, одним из значимых событий 2016 года, повлиявшим на структуру российского нефтесервисного рынка, стала покупка «Роснефтью» контрольного пакета акций «Башнефти» и 100% сервисной компании «Таргин».

На дальнейшую динамику спроса на нефтесервисные услуги будет оказывать значительное влияние, с одной стороны, цена на нефть. Ее снижение будет вынуждать нефтяные компании искать резервы для оптимизации. С другой стороны, многое будет зависеть от объемов добычи нефти, которые планируется сократить на 300 тыс. барр./сут.



В 2016 году расходы на проведение капитального и подземного ремонта скважин увеличились на 10 и 12% соответственно относительно 2015 года. Данные сегменты рынка также характеризуются высокой концентрацией заказчиков (на три компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» – приходится до 80% спроса).

в связи с обязательствами России в рамках соглашения со странами ОПЕК и странами, не являющимися членами картеля.

Доклад о рынке реагентов для повышения нефтеотдачи представил управляющий аналитик Metal Research **Георгий Гончаров**.

Как же обстоит дело с развитием в России сегмента ТРИЗ? В 2016 году в нашей стране было добыто около 42 млн т нефти, которая относится к различным льготируемым категориям трудноизвлекаемых запасов

(по проницаемости, вязкости и отдельным свитам). Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов ведется за счет предоставления налоговых льгот добывающим компаниям, рассказывает руководитель проектов VYGON Consulting **Дмитрий Акишин**. Данная система ориентирована в первую очередь на ускорение ввода таких запасов в разработку,

но не на развитие новых технологий добычи. Успех же создания технологии зависит от развитости каждого этапа цепочки инноваций.

Дмитрий Акишин привел конкретный пример: при условии развития технологий ТРИЗ добыча баженовской нефти к 2030 году может вырасти до 30 млн т. Технологическая цепочка для трудноизвлекаемых запасов включает в себя несколько этапов: НИР, ОКР, ОПИ и непосредственно производство. На данный момент в России этап опытно-промышленных испытаний практически отсутствует, его не охватывает ни одна инициатива по разработке технологий ТРИЗ. «Выпадение одного этапа разрушает всю цепочку, – говорит докладчик. – Именно поэтому необходимо создавать технологические полигоны и проводить на них испытания».

Попытки создания полигонов в России есть – это полигон Томской области, «Баженовский», «Битум» и «Доманик». Однако, подчеркнул Дмитрий Акишин, работать в полную силу они не могут из-за отсутствия особых условий недропользования.

Эксперт считает, что для полноценных ОПИ необходимо стимулировать к этому не только нефтяные компании, но и в обязательном порядке сервисные. Кроме того, нужна общая база данных по технологиям и качественная законодательная база.

Ключевую роль в развитии сегмента ОПИ Акишин отводит государству – именно оно должно обеспечить взаимодействие всех участников отрасли.

Докладчик отдельно отметил, что первые шаги уже сделаны – полигон «Газпром нефти» получил

статус национального проекта, что позволит ему в дальнейшем рассчитывать на дополнительное финансирование и использовать механизм СПИК.

«На самом деле отечественным технологиям ТРИЗ уже очень много лет, – утверждает **Павел**

Амельченко, руководитель департамента по функциональным добавкам по России и СНГ компании Huntsman. – Другое дело, что они находятся в законсервированном состоянии, так как при нынешней цене на нефть просто не окупятся. Если стоимость барреля вырастет хотя бы до \$75, эти технологии снова расконсервируют. То есть стимул для развития технологий ТРИЗ – это спрос на нефть, стоимость самих технологий и помощь со стороны государства».

С этим утверждением согласен и руководитель

департамента нефтехимии, общей и специальной химии СП «ЕТС» **Александр Агапитов**. Кроме этого, он подчеркнул: «Многие технологии, разработанные еще в Советском Союзе, в 90-е были вывезены за рубеж, конечно, модернизированы, так как прошло уже 20 лет и наука не стоит на месте, и теперь мы их покупаем. А многие отечественные аналогичные разработки за эти годы просто утеряны или устарели. При создании технологий часто получается такая ситуация, что деньги и силы вкладывают одни, а пожинают плоды другие. Особенно это характерно для России, где защита интеллектуальной собственности в области технологии в основном пока только декларируется».

Президент Национальной ассоциации нефтегазового сервиса **Виктор Хайков** считает, что в нынешних реалиях вопросов к сервисным компаниям возникать не должно: «Большинство из них сейчас находится в критическом положении. Денег на вложения в инновации у них нет».

По словам начальника отдела продаж компании «Бия-Хим» **Алены Казанковой**, предприятие уверенно осваивает импортозамещение и расширяет ассортимент выпускаемой продукции в сфере производства реагентов для буровых растворов: это очищенная полианионная целлюлоза, смазывающие добавки для буровых растворов, кольматанты, эмульгаторы, сульфированный асфальт.

Рынок химреагентов не сжимается, а, напротив, показывает рост, утверждает директор по продажам «Химпрома» **Вадим Сас**. Вместе с увеличением объемов бурения растет спрос на соответствующие

На дальнейшую динамику спроса на нефтесервисные услуги будет оказывать значительное влияние, с одной стороны, цена на нефть. Ее снижение будет вынуждать нефтяные компании искать резервы для оптимизации. С другой стороны, многое будет зависеть от объемов добычи нефти, которые планируется сократить на 300 тыс. барр./сут. в связи с обязательствами России в рамках соглашения со странами ОПЕК.

реагенты. Тренды подтверждаются возрастанием объемов производства модифицированного крахмала и смазывающих добавок на «Химпроме», а также созданием уникальных разработок с учетом требований конечного потребителя, таких как ингибиторы набухания глин и реагентов для цементирования. «Наша политика – индивидуальный подход к каждому заказчику», – говорит Вадим Сас.

Однако некоторые участники конференции к возможности заместить высокотехнологичные импортные продукты российскими аналогами относятся скептически. «В России сейчас на первом месте стоит блендинг», – рассуждает **Валерий Борисенко**, ведущий менеджер департамента нефтехимии, общей и специальной химии СП «ЕТС». – Мы завозим не конечный продукт, а концентрат или отдельные основные компоненты, смешиваем с растворителями российских производителей, в лучшем случае добавляем базовые компоненты, производимые в России, вот вам и все импортозамещение. Помимо этого, в нашей стране развиты так называемые кастрюльные технологии, т.е. несложный одно-двухстадийный синтез в «мягких» условиях с использованием простого недорогого оборудования. Но так как мелко- и среднетоннажная химия у нас как класс практически полностью уничтожена, то сырье для этих синтезов по-прежнему вынуждены покупать по импорту. Отмечу, что некоторые сервисники пытаются сделать что-то более серьезное, но денег на это, как правило, не хватает».

Вышеупомянутый «блендинг» для многих глобальных химических концернов является неотъемлемой частью бизнеса. «Мы производим полупродукты и концентраты для подготовки нефти, а также ингибиторы парафиновых отложений и коррозии», – говорит руководитель направления нефтепромысловой химии Dow Europe **Павел Федусенко**. – И наш прогноз – эти рынки будут расти и дальше вместе с увеличением нефтедобычи (согласно последним прогнозам аналитических агентств). В добавление к этому усложняются условия добычи нефти: ее добывают на большей глубине, увеличивается вязкость нефти, растет обводненность, что также является драйвером для роста рынка высокоэффективных и технологичных продуктов, которые разрабатываются глобальными химическими концернами».

Руководитель группы межотраслевой химии ТД «Химпэк» **Инна Шумилова** считает, что на нефтесервисном рынке наметилась новая тенденция –

переход потребителей на более качественную продукцию даже при ее высокой стоимости.

Представитель компании «ХимПартнеры» **Марсель Зарипов** отмечает: «Мы согласны, что у потребителей есть желание покупать качественные продукты, однако не по высоким ценам. Сейчас девиз такой: нам

важно лучшее качество, но по самой низкой цене».

В последнее время в России становятся все востребованнее буровые растворы на углеводородной основе и их альтернативные экологически безопасные решения. Как сообщил главный технолог «Сервисного Центра СБМ» **Василий Полищукенко**, это связано с тем, что нефтедобыче требуются новые технологические решения.

Поэтому – поскольку об общем росте рынка говорить сейчас нельзя – налицо тенденция к его изменению за счет новых сегментов, в частности, ПАВов и эмульгаторов.

«Сервисный Центр СБМ» разработал современные экологически ориентированные системы буровых растворов для бурения в неустойчивых глинисто-аргиллитовых и хемогенных разрезах. Так, система «Полиэконал Флора» на Чаяндинском НГКМ позволила на 20% снизить сроки строительства скважин и обеспечить бурение протяженных горизонтальных скважин.

С применением системы «Полиэконал Флора», рассказал докладчик, пробурено свыше 60 скважин на Чаяндинском НГКМ.

Помимо этого, «Сервисный Центр СБМ» ведет разработку новых тампонажных материалов и технологий ремонтно-изоляционных работ, в том числе для укрепления призабойной зоны пласта от выноса песка, а также осуществляет сервисное сопровождение ремонтно-изоляционных работ, глушения скважин и технологических жидкостей при испытании скважин. Об этом рассказал **Максим Ефимов**, начальник отдела крепления скважин и ремонтно-изоляционных работ.

Продукцию своей компании представил и техник первой категории «Газпром ВНИИГАЗ» **Азамат Гайдаров**. Поликатионные буровые растворы «Катбурр», использующиеся на Астраханском ГКМ, показывают высокие ингибирующие свойства по сравнению с растворами традиционными. На данный момент с использованием этих растворов пробурено три скважины, четвертая – в процессе.

Особенностями растворов «Катбурр» являются полное отсутствие наработанного раствора и гораздо более высокая механическая скорость бурения.

Эксперт отметил, что данные растворы могут с успехом применяться и на других месторождениях. ☉

Усложняются условия добычи нефти: ее добывают на большей глубине, увеличивается вязкость нефти, растет обводненность, что является драйвером для роста рынка высокоэффективных и технологичных продуктов, которые разрабатываются глобальными химическими концернами».

XXIII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний»



Конференция прошла в Уфе 24 мая 2017 года в рамках Российского нефтегазохимического форума и XXV юбилейной Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2017».

Организатором выступил созданный в 2014 году при содействии Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан геофизический кластер «Квант». В подготовке и проведении мероприятия приняли участие Башкирское отделение Евро-Азиатского геофизического общества (БО ЕАГО), Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС), некоммерческое объединение отечественных сервисных компаний «Союзнефтегазсервис», общественная организация «Российское геологическое общество» (РОСГЕО), Национальная ассоциация нефтегазового сервиса (НАНГС). Генеральным спонсором конференции выступила компания CHINA PETROLEUM UNITE CREATION ENGINEERING EQUIPMENT CO., LTD (CPUC), Китай.

В работе конференции участвовали 180 специалистов из 75 организаций различных регионов России, Китая, Казахстана и Беларуси. Геофизические сервисные и приборостроительные компании были представлены специалистами АО «Росгеология», ООО «ТНГ-Групп», АО «Башнефтегеофизика», АО «Башвзрывтехнологии», АО «Пермнефтегеофизика», ООО «ПИТЦ Геофизика», ООО «Универсал-Сервис», ЗАО «Ямалпромгеофизика», ООО «Юганскнефтегеофизика», ОАО «Когалымнефтегеофизика», ЗАО «СГЭ», ЗАО «Эликом», ООО «Геофизсервис», Группа компаний ВНИИГИС, ООО «НовТек новые технологии», ГУП ЦМИ «УралГео», ОАО «Геотрон» (Тюмень), ООО

НПФ «АМК Горизонт», ООО НПФ «Пакер», ООО «Промперфоратор», Huanding energy services (Китай), ТОО «Батысгеофизсервис» (Казахстан), морской сервисной компанией COSL (Китай) и др. В отличие от прошлых лет, к работе конференции был привлечен широкий круг специалистов-нефтяников и специалистов из смежных с геофизикой видов сервиса (бурение, ГРП, КРС, ГНКТ, мехдобыча и др.). Нефтяные компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Оренбургнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Лукойл-Пермь», РУП «ПО Белоруснефть», ПАО «Татнефть» были представлены специалистами в области геологии, бурения, добычи и разработки месторождений. Среди нефтесервисных компаний необходимо

Акцентом конференции стали проблемы освоения отечественной геофизикой сервиса морского бурения на шельфе России, а также освоение геофизическими компаниями сервисных технологий ГРП, МГРП, ГНКТ.

отметить ООО «Таграс Холдинг», ООО НПО «Союзнефтегазсервис», ООО «НТЦ Геотехнокин», ООО «Сервиснефтегаз», Корпорацию KERUI (Китай) и др. Академическая и отраслевая наука была представлена Институтом геологии и геофизики СО РАН, Институтом физики Земли РАН, ФГУП «ВНИИА», ООО «РНУфаНИПИнефть», ООО «БашНИПИнефть», ПАО НПП ВНИИГИС, БГУ, УГНТУ. Диалог геофизиков с нефтяниками,

специалистами науки, сервиса на конференции, презентациях, круглых столах, выставочных стендах позволил лучше понять возможности новых российских технологий, найти взаимовыгодные формы сотрудничества.

На пленарном заседании и двух секциях «Геология. Бурение скважин» и «Добыча. Ремонт скважин» было заслушано 30 докладов. Акцентом конференции стали проблемы освоения отечественной геофизикой сервиса морского бурения на шельфе России, а также освоение геофизическими компаниями сервисных технологий ГРП, МГРП, ГНКТ. Оба рынка

привлекательны как в экономическом аспекте, так и с точки зрения расширения возможностей предоставления заказчикам интегрированного сервиса. Организаторы конференции преследовали цель ознакомления широкого круга специалистов нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями в развитии геофизических технологий. Этот высокотехнологичный сегмент отечественного рынка нефтегазового сервиса на протяжении последних 15 лет демонстрирует устойчивый рост, несмотря на периодически возникающие энергетические кризисы, санкции, колебания курса рубля. Дело в том, что без надежной геофизической информации невозможно эффективно вести разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, успешно бурить горизонтальные скважины по заданной проектом траектории, успешно реализовывать интенсификацию добычи, инструментально контролировать коэффициент извлечения нефти (КИН) и решать другие проблемы нефтегазовой индустрии. Технологический прогресс в геофизике идет ускоренным темпом. Вот почему нужен тесный контакт с потребителями геофизической информации.

Открыл конференцию академик РАН **А.Э. Конторович** докладом «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России и задачи геофизики на среднесрочную и удаленную перспективы». В своем выступлении он обосновал необходимость существенного повышения разрешающей способности существующих и вновь создаваемых методов полевой и промысловой геофизики. В ближайшей перспективе основными объектами геофизики будут месторождения с малыми запасами нефти, а также залежи с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов в Урало-Поволжье и Западной Сибири. Заниматься этими месторождениями будут малые нефтяные компании, как это практикуется в Татарстане, и предстоит создать необходимые для малого бизнеса условия в Башкортостане и Западной Сибири. Большие нефтяные компании в это время будут осваивать труднодоступные месторождения Восточной Сибири и арктического шельфа, где сосредоточены огромные ресурсы углеводородов. В докладе «Инновационное развитие российского

геофизического комплекса» **В.В. Лаптев**, первый вице-президент ЕАГО, проанализировал современный этап развития отечественной геофизики и акцентировал внимание на проблемах ее инновационного развития. В сравнении с США и Китаем инвестиции в России в инновационное развитие геофизики в 100 раз ниже. За последние 25 лет ни государство, ни нефтегазовые компании не вложили в развитие отечественной геофизики ни одного рубля. Российский частный геофизический бизнес отстоял отечественную геофизику в жесткой конкурентной борьбе с американскими корпорациями. Рассмотрены пути преодоления проблем инвестиционного голода и обозначены приоритетные направления научно-технологического развития отечественной геофизики.

В докладах был представлен широкий спектр разработок в области отечественной Hi-Tech-техники и технологий для ТРИЗ, MWD, LWD и LWP, мониторинга КИН. Большой интерес на конференции вызвали доклады по технике и технологиям ГРП, МГРП и ГНКТ. В эту новую для геофизиков сферу бизнеса стали активно вторгаться как сервисные, так и приборостроительные геофизические компании. О работах в этой области рассказали специалисты совместного российско-белорусского предприятия ООО «СИТТЕК» по сборке и производству в России оборудования ГРП-ГНКТ. Большой интерес вызвали доклады о создании отечественного программного обеспечения для проектирования ГРП В.А. Байкова (ООО «РН-УфаНИПИнефть») и А.Л. Шайбакова, ООО НПО «Союзнефтегазсервис». В докладах А.А. Сергеева (ОАО НПП ВНИИГИС) и А.В. Шумилова (ПАО «Пермнефтегеофизика») были представлены результаты геофизического мониторинга операций ГРП.

В докладах В.М. Лобанкова (УГНТУ) и Э.Г. Онгемаха были рассмотрены вопросы обеспечения качества и единства геофизических измерений в России, а также представлен проект создания в Уфе Федерального геофизического центра метрологии и сертификации. В рамках конференции работала молодежная секция. В ней приняли участие аспиранты, молодые преподаватели, студенты 4-х и 5-х курсов УГНТУ и БашГУ. ☉



На пути к Юбилею!

24-я Международная выставка и конференция «Нефть и Газ Каспия» **Caspian Oil & Gas 2017** завершила свою работу 3 июня. Официальную поддержку выставке и конференции оказывают Министерство энергетики Азербайджанской Республики и Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики SOCAR. Подводя итоги, важно отметить, что Caspian Oil & Gas 2017 выполнила свою миссию, в очередной раз став местом встречи лидеров отрасли и предпринимателей из Азербайджана, Бельгии, Италии, Казахстана, Китая, Польши, Нидерландов, Японии и многих других стран. Дебютантами стали компании из Великобритании, Румынии, США и др.

Нынешний форум продемонстрировал мировому сообществу рост экономических достижений Азербайджана, стабильность индустриального развития, подчеркнул грандиозность проектов XXI века, связанных с решением вопросов энергетической безопасности Европы.

Президент Азербайджана **Ильхам Алиев**, традиционно возглавивший церемонию торжественного открытия выставки, поздравил участников, гостей и организаторов с этим знаменательным событием. В своем выступлении глава государства отметил, что проведение первой выставки Caspian Oil & Gas являлось очень важным событием с точки зрения ознакомления мирового сообщества с Азербайджаном как с нефтяной державой.

Помощник заместителя секретаря США по энергетической дипломатии Бюро энергетических ресурсов **Робин Даниган** зачитала приветствие гостям и участникам выставки и конференции Caspian Oil & Gas 2017 президента США Дональда Трампа, в котором подчеркивается, что Штаты придают большое значение проектам с Азербайджаном, поддерживают развитие страны и прилагаемые ею усилия, нацеленные на обеспечение энергобезопасности. Затем было показано

видеообращение вице-президента Европейской комиссии по энергетическому союзу Мароша Шефчовича. После выступлений президент Ильхам Алиев ознакомился с экспозицией выставки.

Caspian Oil & Gas собрала 300 компаний из 30 стран мира. С национальным стендом выступила Италия. Новые компании составили 15% от общего количества участников. Экспозиции привлекали основными тематическими разделами: инновационные технологии в области нефтедобычи и транспортировки энергоресурсов, обеспечение систем хранения нефти и газа, существующие и будущие нефтегазовые проекты региона. Компании демонстрировали широкий ассортимент оборудования, инновационных технологий, платформы и плавучие буровые установки, прокладку труб и обеспечение систем безопасности трубопроводов, сервисные услуги. Статус мероприятия подчеркивал и состав спонсоров выставки. Традиционно на протяжении многих лет платиновым спонсором выставки Caspian Oil & Gas выступает SOCAR, золотым спонсором – BP, серебряным спонсором – Türkiye Petrolleri, среди бронзовых спонсоров компании: Azeri M-I Drilling Fluids, AZFEN, Baku Steel Company, Caspian Drilling Company Ltd, Caspian Marine Service (CMS), Global Energy Azerbaijan, RussNeft, Simone Research Group, SOCAR Polymer, Tekfen Construction. Генеральным медиапартнером выставки и конференции выступает Caspian Energy International Media Group. Caspian Oil & Gas поддерживается ведущими азербайджанскими и зарубежными информационными агентствами, журналами и отраслевыми изданиями.

Рост числа посетителей, связанных по роду деятельности с индустрией энергетики и нефтегазовой отраслью, подчеркивает значительность мероприятия. Общее количество посещений составило свыше 6000. На выставке состоялись многочисленные диалоги представителей компаний из разных



стран, посвященные вопросам нефтедобычи, переработки и транспортировки энергоресурсов. Азербайджанский рынок очень интересен и привлекателен, – эту фразу можно было услышать от многих участников нефтегазовой выставки, которые фиксировали в среднем по 8–9 деловых встреч в день на своих стендах. Больше половины экспонентов приняли приглашение на участие в следующей нефтегазовой выставке, которая станет юбилейной, 25-й по счету.

С большим успехом 1 и 2 июня в отеле JW Marriott Absheron Baku прошла традиционная Международная конференция «Нефть и Газ Каспия». В конференции приняли участие свыше 400 представителей отраслевых министерств, авторитетных экспертов, топ-менеджеры ведущих нефтегазовых компаний из разных стран мира, для того чтобы еще раз обсудить и проанализировать ключевые проекты в сфере добычи и эффективной транспортировки углеводородных ресурсов на мировой рынок, вопросы обеспечения энергетической безопасности Европы и других рынков, являющихся потребителями все больших объемов нефти и газа. Темой пленарного заседания стала «Роль Азербайджана в мировой энергетике, общее положение ведущих проектов и стратегии их будущего развития». По ключевым вопросам добычи, управления и диверсификации транспортировки энергоресурсов с докладами выступили свыше 40 спикеров.

Пленарное заседание конференции открыл министр энергетики Азербайджана **Натиг Алиев**. Он отметил весомую роль выставки Caspian Oil & Gas в развитии нефтегазовой промышленности Азербайджана. По его словам, в этом году для участия в выставке в Баку съехалось большое количество компаний, которые демонстрируют всему миру свои достижения. В конференции приняли также участие глава департамента по анализу рынка газа Международного форума стран – экспортеров газа (GECF) Махджоуба Белайфа, министр нефти Анголы Хосе Мария Ботелье де Васконселос, заместитель министра энергетики Румынии Юлиан Роберт Тудораш, первый вице-президент SOCAR Хошбахт Юсифзаде, председатель правления холдинговой

корпорации «Узбекнефтегаз» Алишер Султанов, исполнительный вице-президент норвежской Statoil Ларс Кристиан Бахер, вице-президент Total по Европе и Каспийскому региону Бернард Клеман и другие. Среди спонсоров конференции – 20 компаний. Так, генеральным спонсором является SOCAR; золотыми – BP и Petronas; серебряными – Inpex, McDermott и Statoil; бронзовыми – Caspian Geophysical J.V., Dentons, Fluor, Huawei, Lamor Corporation, Microsoft, Nobel Upstream, Reflex Marine, Schlumberger, Siemens, TAP, Total Absheron, Yokogawa, Zenith Energy.

Организаторы Caspian Oil & Gas 2017 подготовили впечатляющий сюрприз для участников выставки и делегатов конференции, включив в программу сопутствующих мероприятий экскурсию на первую в мире нефтяную скважину, пробуренную промышленным способом еще в середине XIX века. Экскурсию к истокам нефтяной промышленности, проведенную известным гидом, историком-любителем, исследователем дореволюционного и советского Баку Фуадом Ахундовым, многие гости восприняли как знакомство с уникальным музейным экспонатом. В далеком 1846 году в 10 километрах к западу от Баку Бибиэбатская скважина вызвала настоящий фурор первым нефтяным фонтаном. Ее глубина составляла тогда всего 21 метр. Таким образом, для зарубежных гостей эта экскурсия стала эффективным примером исторического развития нефтедобычи в Азербайджане.

В следующем году Caspian Oil & Gas будет отмечать свой 25-летний юбилей. Международное деловое сообщество рассматривает эти 25 лет непрерывного существования выставки и конференции как доказательство присущей Азербайджану стабильности и преданности открытому развитию его нефтегазовой промышленности. Организаторы уже сейчас начинают работу по подготовке к юбилею, который совпадет со значимым событием для страны – 95-летием общенационального лидера Гейдара Алиева, который стоял у истоков проведения данных выставок и был их идейным вдохновителем. К юбилейной выставке будет подготовлена специальная программа и приурочен ряд сопутствующих мероприятий. Организаторами Caspian Oil & Gas выступают Iteca Caspian и ITE Group. ©





Красота месторождений The Beauty of Oilfields

Фотографии предоставлены Константином ЯРОВЫМ, ПАО «Укргаздобыча».
The photos are published by courtesy of Ukrghasdobycha. Author: Konstantin YAROVY.





Society of Petroleum Engineers

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

SPE RUSSIAN PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE

16-18 октября
2017

16-18 October
2017

Москва,
Россия
Moscow,
Russia

ОТКРЫТИЕ РЕГИСТРАЦИИ В
MAY 2017
REGISTRATION OPENS IN
MAY 2017

Контакты/Contacts:

Mariya Berezinskaya mberezinskaya@spe.org or
Anastasia Simonovskaya asimonovskaya@spe.org

T.: +7(495)268-0454

<http://spe.org/go/ru-17rptc>

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ / GOLD SPONSORS

Schlumberger



HALLIBURTON

roxar
EMERSON GROUP COMPANY

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, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», 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

**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**
**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**
Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association
**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



ИСОТА
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

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. В каком регионе (регионах) работает Ваша компания?
2. Каковы геологические условия в местах проведения работ (тип коллекторов, глубины скважин и т.п.)?
3. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии?
4. Какие технологии планируется использовать в ближайшем (3–5 лет) будущем?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
7. Удавалось ли Вам и Вашим коллегам с помощью колтюбинговой техники проводить уникальные работы? Если да, то какие?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями?
12. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке?
13. Как изменились политика Вашей компании в последние 2–3 года?
14. Какие прогрессивные технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в обозримой (5–10 лет) перспективе?
15. Информацию о каких технологиях Вы хотели бы получить со страниц журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»?
16. Полезен ли журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» для Вашей профессиональной деятельности? Оцените содержание журнала по пятибалльной шкале.

The following questions were asked:

1. In which region(s) does your Company operate?
2. What are the geological conditions in the areas where your Company operates (reservoir types, well depths, etc.)?
3. Which up-to-date oilfield service technologies are used in your Company?
4. Which technologies do you plan to use in the nearest (3–5 years) future?
5. Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, which coiled tubing technologies are in demand in the region(s) where your Company operates?
6. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilize?
7. Do you or your colleagues have experience of performing any unique operations with the help of coiled tubing equipment? If the answer is yes, provide some details.
8. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Which segments of the Russian oil and gas service faced the most serious problems due to the sectoral sanctions?
12. The lack of which types of oil and gas service equipment on the Russian market is the most sensible?
13. How has your Company changed its policy during the last 2–3 years?
14. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?
15. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
16. Do you consider Coiled Tubing Times Journal useful for your professional activities? Can you please rate the content of the Journal on 1–5 scale?

**Аксенов Александр Викторович, директор
ООО «ИНК-ТКРС»**

1. В Восточной Сибири.
2. Все типы коллекторов. Наличие сероводорода.
3. Колтюбинг, мембранная азотная установка.
4. ГРП.
5. Да. Классические технологии; проведение ГИС и перфорации с ГНКТ.
6. СЗАО «ФИДМАШ».
7. –
8. Да. Приглашается сторонний подрядчик по ГРП.
9. –
10. ГРП.
11. –
12. Качественное и недорогое технологическое и ловильное оборудование.
13. Приоритет отдается качественному современному оборудованию.
14. ГРП, горизонтальное бурение, «интеллектуальные скважины».

Alexander Aksenov, Director, INK-TKRS, LLC

1. Eastern Siberia.
2. All reservoir types. The presence of H₂S.
3. Coiled tubing (CT), membrane nitrogen unit.
4. Hydraulic fracturing.
5. Yes. Conventional technologies, well logging operations and CT perforation.
6. FIDMASH.
7. –
8. Yes. We use the services of third party contractors.
9. –
10. Hydraulic fracturing.
11. –
12. High-quality and inexpensive process and fishing equipment.
13. Preference is given to high-quality and up-to-date equipment.
14. Hydraulic fracturing, horizontal drilling and smart wells.
15. –
16. Yes. Five.

15. –
16. Да. Пять.

Саньков Герман Васильевич, начальник службы внешнего сервиса РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Республика Беларусь, Российская Федерация, Украина.
2. Глубины до 500 м. Коллекторы карбонатные, песчаники, алевролиты.
3. СКИФ®, СНБ 89-76М – бурение с ГНКТ.
4. Проведение ГИС в горизонтальных скважинах с использованием колтюбинга.
5. Да. Промывки, ОПЗ, СКИФ®, бурение портов с МГРП.
6. СЗАО «ФИДМАШ».
7. Создание каналов, интенсифицирующих фильтрацию (СКИФ).
8. Да. ГРП, КГРП, КРП.
9. СЗАО «ФИДМАШ».
10. ГРП, СКИФ®.
11. –
12. Нехватка внутрискважинного инструмента (насадки, гидравлические молотки и т.д.).
13. Акцент на участие в зарубежных проектах.
14. Выполнение ремонтов скважин с помощью колтюбинга.
15. Об инструменте, применяемом для разрушения проппантовой корки и т.п.
16. Да. Пять.

Яровой Константин Николаевич, начальник управления колтюбинговых технологий ПАО «Укргаздобыча»

1. Все регионы Украины: восток, центр, запад.
2. Песчаники, карбонаты. Глубины скважин до 6000 м, а в последнее время и глубже.
3. Многостадийные ГРП, различные колтюбинговые технологии.
4. ГПП с применением колтюбинговой техники, Velocity String.
5. Да. Основные: освоение, промывка глинисто-песчаных, солевых пробок; нормализация забоев после ГРП, вывод скважин на режим.
6. СЗАО «ФИДМАШ». Вспомогательное оборудование Gals.
7. Извлечение из скважины перфоленты длиной 15 м с помощью колтюбинга и Velocity String.
8. Да. Традиционные ГРП с отсыпкой интервалов до 80 т проппанта.
9. ГРП производят сторонние подрядчики.
10. Для нашей компании технологии ПНП не очень актуальны, поскольку компания газодобывающая.
11. ПАО «Укргаздобыча» – украинская компания.
12. Для Украины на данном этапе нехватка ощущается практически для всех видов оборудования.
13. В 2015–2016 годах политика компании изменилась значительно.
14. Бурение обсадными колоннами, все колтюбинговые технологии, ГРП в различных модификациях.
15. См. п. 14.
16. Исключительно полезен. 5 из 5!

Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу cttimes@cttimes.org или halina.bulyka@cttimes.org

АНКЕТА ЖУРНАЛА «Время колтюбинга» Время ГРП» Coiled Tubing Times QUESTIONNAIRE

German San'kov, External Services Department Head, Belarusneft

1. Republic of Belarus, Russian Federation, Ukraine.
2. Carbonate, sandstone and siltstone reservoirs with depths up to 1,640 ft.
3. SKIF technology, SNB 89-76M directional drilling system.
4. CT well logging in horizontal wells.
5. Yes. Well cleanouts, bottomhole treatments, SKIF technology, multi-stage frac ports milling.
6. FIDMASH.
7. Creation of channels that intensify filtration (SKIF).
8. Yes. Conventional fracturing and acid fracturing.
9. FIDMASH.
10. ГРП, СКИФ®.
11. –
12. There is a lack of well intervention equipment (nozzles, hydraulic hammers, etc.).
13. We try to be more involved into foreign projects.
14. CT well repair operations.
15. About a tool that is used to brake proppant cake.
16. Yes. Five.

Konstantin Yarovoj, Head of CT Technologies Department, Ukrghazdobycha, PJSC

1. All regions of Ukraine, including central, western and eastern ones.
2. Sand and carbonate reservoirs with depths up to 20,000 ft.
3. Multi-stage fracturing, various CT technologies.
4. CT hydraulic jet perforation and Velocity String technology.
5. Yes. Main ones include well stimulation, removal of argillo-arenaceous and salt plugs, post-frac bottomhole cleaning, etc.
6. FIDMASH. Accessories are provided by Gals.
7. Removal of 50 ft. long perforated tape out of hole using CT and Velocity String.
8. Yes. Conventional hydraulic fracturing with proppant volumes up to 80 tons.
9. We use the services of third party contractors to carry out hydraulic fracturing.
10. EOR technologies are not relevant for our company since it is a gas producing one.
11. Ukrghazdobycha, PJSC is a Ukrainian company.
12. On the current stage we feel the lack of almost all equipment types in Ukraine.
13. In 2015–2016 the Company's policy has been significantly changed.
14. Casing drilling, all CT technologies and various types of hydraulic fracturing operations.
15. See item #14.
16. It is very useful. 5 out of 5!

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to cttimes@cttimes.org or halina.bulyka@cttimes.org



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/Организация _____

3. Должность _____
4. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания? _____

5. Каковы геологические условия в местах проведения работ (тип коллекторов, глубины скважин и т.п.)? _____

6. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии? _____

7. Какие технологии планируется использовать в ближайшем (3–5 лет) будущем? _____

8. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

9. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____

10. Удавалось ли Вам и Вашим коллегам с помощью колтюбинговой техники проводить уникальные работы? Если да, то какие? _____

11. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____





12. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____

13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

14. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями? _____

15. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке? _____

16. Как изменилась политика Вашей компании за последние 2–3 года? _____

17. Какие прогрессивные технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в обозримой (5–10 лет) перспективе? _____

18. Информацию о каких технологиях Вы хотели бы получить со страниц журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»? _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!





ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Гидравлический разрыв пласта
- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

РЕЗЕРВА

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 556-322
Офис в Ноябрьске: тел.: +7 (3496) 423-130
www.packer-service.ru • info@packer-service.ru



КАЛЕНДАРЬ 2017-2018

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



18 - 23
сентября
Россия, Анапа

**8-я Международная научно-практическая конференция
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

23 - 28
октября
Россия, Сочи

**5-я Международная научно-практическая конференция
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017**

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НПФ «Нитро»

2018 г. / Март
Россия, Сочи

**7-я Международная научно-практическая конференция
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА.
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2018**

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

2018 г. / Май
Россия, Сочи

**13-я Международная научно-практическая конференция
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2018**

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА





*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель по
сервисному обслуживанию
оборудования СЗАО "ФИДМАШ"



Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длинномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП,



**Мы готовы организовать
доставку комплектации со
склада в любое удобное для
Вас место в кратчайшие
сроки!**



www.mashoil.ru

СКЛАД в г. Сургут
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.
Тел. +7 (922) 256-59-89
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (44) 775-06-75
+7 (987) 478-42-26

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

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал

«Время колтюбинга»

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

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

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.

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

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.



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

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA



ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД
ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества



Немагнитные УБТ
и производство



Внутрискважинное
оборудование BICO



Циркуляционные
переводники PBL

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility



Неразрушающий
контроль



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



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

Гидравлический разрыв пласта
Frac service

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well stimulation with nitrogen units

Заканчивание скважин
Well completion

Сервис, аренда и продажа пакеров
Packer providing service, rent & sale

Ловильный сервис, аренда и продажа
Fishing service, rent & sale

Супервайзинг
Supervising



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