

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *Times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (056), Июнь / June 2016

Время колтюбинга / Время ГРП / Coiled Tubing Times 2 (056)

**РЫНОК КОЛТЮБИНГА БУДЕТ
РАЗВИВАТЬСЯ**

COILED TUBING MARKET WILL DEVELOP

**12-я ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ СЗАО «ФИДМАШ»**

**THE 12th FIDMASH'S CONSUMER
CONFERENCE**

**ПЕРСПЕКТИВЫ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ СКВАЖИН**

**PROSPECTS FOR WELLS
INTELLECTUALIZATION**

**МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА
С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ ДЛЯ КРС**

**КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В «ЮНЭРГО-СЕРВИС»**

**COILED TUBING TECHNOLOGIES AT
YUNERGO SERVICE**

56



Качество по всему миру.

Мы поставляем колтюбинг высочайшего качества для проведения сложных технологических операций по обслуживанию скважин. Глобальное присутствие NOV Completion & Production Solutions поможет вам свести к минимуму риск и преодолеть сложности.

Приглашаем Вас посетить наш стенд № 4-01 на выставке НЕФТЕГАЗ 2016



Quality around the globe.

We deliver the superior coiled tubing you demand for today's most challenging operations in the well-servicing industry. With our global presence, NOV Completion & Production Solutions will help you minimize risk and overcome obstacles.

Visit us at Neftegaz at booth #4-01.



Quality Tubing

NOV Completion & Production Solutions



СТАНЬ ПАРТНЕРОМ В 2016 ГОДУ



**ИНЖИНИРИНГ
ENGINEERING**
Сервисное сопровождение
и производственный персонал
Service support and operating personnel



**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
DRILLING OIL & GAS WELLS**
Сервисные услуги при бурении скважин
Варента флориды створов
Well drilling services
Subcontracting



**КЛИТОВИНИТОВИЙ СЕРВІС
COILED TUBING SERVICES**
Інтенсифікація / Кислотна обробка ПДП
Вивільнення порів ПДП
Production stimulation
Acid treatments of bottom hole and
Post-frac proppant cleanup



Підготовка до буріння скважин / Подготовка скважин до буріння
Зонування і капітальний ремонт скважин
Підготовка скважин до буріння
Well maintenance and workover
Well preparation for fracturing operations



**ГІДРАВЛІЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА
HYDRAULIC FRACTURE**
Одно-стадийные и многостадийные ГРП
до 100 скважин в год
Single stage and multistage frac operations
up to 100 wells per year

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

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

www.icota-russia.ru

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 «Шлюмберже»;

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых 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. Лапотенцова, 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 «Нефтегазовая 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.

ОСНОВАТЕЛЬ ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

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

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИИ № 77-16977.

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.

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, NOV 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, "RosTEKhnologii";

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;

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

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

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

THE AUTHOR OF THE PROJECT – Л. Hruzdilovich

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 ПИИ № 77-16977.

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.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Встречайте летний номер журнала! Лето, конечно, разное в высоких северных широтах, в азиатской пустыне или техасской прерии, но для нас, нефтяников, теплое время года – это неизменно период самых интенсивных работ. Желаю вам успехов в труде и надеюсь, что «Время колтюбинга. Время ГРП» поможет их достичь!

ГРП и колтюбинговые технологии – основные драйверы развития высокотехнологичного нефтегазового сервиса и главные столпы содержания нашего журнала. Оценке текущего объема рынка колтюбинга и ГРП и прогнозу динамики этого рынка на период 2015–2020 гг. посвящена содержательная статья ведущего аналитика RPI Research and Consulting В.А. Кравца. Автор делает вывод, что рынок колтюбинга будет развиваться. Я с ним абсолютно согласен.

В прошедшем квартале сконцентрировалось много важных мероприятий. Это и главная российская отраслевая выставка «Нефтегаз-2016», и III Национальный нефтегазовый форум, 12-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ». Потребительские конференции предприятия – лидера в производстве техники для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в Едином экономическом пространстве являются уникальной формой взаимодействия с пользователями. Мы подробно рассказываем об очередной такой встрече в рубрике «Перспективы».

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» отличается устойчивой рубрикой. Можно сказать, что это наша «фишка». Скелет составляют постоянные рубрики, которые хорошо вам известны. Тем приятнее, что число их растет. Меня очень радуют материалы, публикуемые в рубрике «VK» в социальных сетях». Это живые обсуждения актуальных тем специалистами, как правило, разных компаний. Уверяю вас, мы не организуем такие дискуссии, они являются плодом энтузиазма и пылливости самих читателей. И мы призываем всех вас присоединиться к их числу и искать ответы на поставленные профессией вопросы на интернет-площадках «VK».

Как всегда, насыщена основная наша рубрика «Технологии». В ней вы найдете статьи специалистов из Уфы, Минска, Киева, Астрахани. Здесь же публикуются аннотации докладов, озвученных на конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам, которая прошла в марте этого года в Хьюстоне. Пока только аннотации, но мы постараемся получить для журнала более полные варианты этих материалов. Надеемся опубликовать их в следующих номерах.

С тематикой хьюстонского форума органично переключается тематика ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», основным организатором которой выступает российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия). 17-я конференция пройдет 10–11 ноября 2016 года в Москве, в гостинице «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. метро «Деловой центр», «Выставочная»). На новом месте: прошу обратить внимание!

Приглашаю своих старых и новых друзей на эту встречу!

Всегда ваш, Рон Кларк

EDITORIAL

We are happy to present to you our summer issue! Summer in high northern latitudes will differ from that in an Asian desert or a Texan prairie, but for us, oil-industry workers, the hot season is invariably the busiest time. I wish you success in your work and hope that the Coiled Tubing Times will contribute to your achievements!

Hydraulic fracturing and coiled tubing technologies are the major driving force in the development of high-technology oil and gas services and constitute the backbone of the contents of our journal. Vadim Kravets, Lead Analyst, RPI Research and Consulting, in his insightful article gives assessment to the current volume of the coiled tubing and hydraulic fracturing market and to the forecasts for the market dynamics for 2015–2010. According to the author, the coiled tubing market will develop, and I can't but agree with him.

The recent quarter has been witness to a variety of vital events, including the major Russian industry exhibition Neftgaz-2016, the III National Oil and Gas Forum, and the 12th FIDMASH'S Consumer Conference. The consumer conference held by the leading manufacturer of machinery and equipment for high-technology oil and gas service in the Common Free Market Zone represents a unique way of cooperation with consumers. You will find the details of another of such meetings in our Prospects column.

A fixed system of headings has always been typical of the Coiled Tubing Times Journal. We might call it our trademark. The permanent columns you are familiar with make the framework, and their number is growing, which is good news. I enjoy the materials published under the Coiled Tubing Times headings in social networks.

These are lively discussions of the most relevant issues by experts who generally represent a variety of companies. Please, believe me, it is not us who arrange such discussions, but our readers driven by their enthusiasm and curiosity. We invite all of you to join them on the platforms of V Kontakte Network and start looking for the answers to the questions raised in the course of occupational activities.

Our main column Technologies is as exhaustive as always. We present in it articles by experts from Ufa, Minsk, Kiev and Astrakhan. Here you will also find published abstracts from the reports delivered at the Coiled Tubing & Well Intervention Conference held this March in Houston. Only abstracts so far, but we hope to get more comprehensive versions of these materials and have them published in the coming issues.

The issues raised at the Huston Forum blend in with the topics of the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, its main host being the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). The 17th conference is scheduled at 10–11 November 2016 at Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochnaya" metro station). Please note that we have a new venue!

I invite my old and new friends to attend the meeting!

Yours ever, Ron Clarke

6 Навстречу 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ПЕРСПЕКТИВЫ

12 **Вадим Кравец**
Рынок колтюбинга будет развиваться

20 Обращаться к западным производителям оборудования больше незачем!
(12-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»)



30 Нефть всегда в цене?
(По материалам главной пленарной сессии III Национального нефтегазового форума)

ТЕХНОЛОГИИ

34 **И.З. Денисламов, И.З. Исаев**
Перспективы интеллектуализации нефтедобывающих скважин

40 **Ю.А. Балакиров, В.Н. Бровчук, Я.М. Бойко**
Добыча нефти из обводненного пласта с помощью водяных тампонов и колтюбинга

42 **В.С. Войтенко, С.С. Новиков**
Реанимация отработанных нефтяных месторождений: проблемы и решения

50 Аннотации докладов, представленных на Конференции и выставке SPE/ICoTA 2016 по колтюбингу и внутрискважинным работам

ОБОРУДОВАНИЕ

58 Перспективные направления в импортозамещении. Мобильные установки с верхним приводом для КРС



ПРАКТИКА

60 ООО «Юнэрг Сервис» – компания эпохи импортозамещения (Беседа с главным инженером ООО «Юнэрг Сервис» **М.В. Горбцовым**)

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

67 **Л.А. Магадова, М.А. Черыгова**
Исследование и разработка состава для глушения и промывки скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД)

ТЕОРИЯ

72 Методы увеличения нефтеотдачи пласта и ГРП (часть 2)
(Предлагаем ознакомиться с материалом, представленным компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в виде последовательной презентации слайдов)

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

82 **Ю.А. Балакиров**
Два этюда о тяжелых нефтях

ФИНАНСЫ

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



85 **Руслан Игилов**
Комплексное страхование для предприятий нефтегазового комплекса

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

86 «Нефтегаз-2016» – знаковое событие нефтегазовой отрасли страны



89 III Национальный нефтегазовый форум

90 70-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2016»



92 В Уфимском нефтяном университете обсудили сервисные услуги в добыче нефти

93 XXII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний»

94 Конференция «Колтюбинг. ГРП. Инвестиции и управление нефтегазовыми активами»



97 АНКЕТА «Времени колтюбинга»

«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» В СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

104 Потери азота (N₂) при проведении кислотных обработок

106 КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(Фотографии предоставлены ПФ «Кубаньгазгеофизика» ООО «Газпром георесурс». Автор: **А.С. Долбня**)



6 Towards the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

PROSPECTS

12 **Vadim Kravets**
Coiled Tubing Market Will Develop

20 There Is No Longer a Need for Dealing with Western Equipment Manufacturers!
(The 12th FIDMASH's Consumer Conference)



30 Will Oil Hold in Price?
(Based on the contents of the main plenary session of the III National Oil and Gas Forum)



TECHNOLOGIES

34 **I. Denislamov, I. Isaev**
Prospects for Intellectualization of Oil Producing Wells

40 **Yu. Balakirov, V. Brovchuk, Y. Boyko**
Oil Production from Water-Flooded Layer Using Water Tamping and Coiled Tubing

50 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2016 Abstracts

PRACTICE

60 Yunergo Service, LLS is the Company of Import Substitution Era (Interview with **M. Gorobtsov**, Chief Operating Officer of Yunergo Service)



OILFIELD CHEMISTRY

67 **L. Magadova, M. Cherygova**
Research and Development of Well-Killing and Flushing Fluid for Wells with Abnormally Low Reservoir Pressure (ALRP)

97 Coiled Tubing Times QUESTIONNAIRE

COILED TUBING TIMES IN SOCIAL NETWORKS

104 N₂ Losses During Acid Stimulations

106 THE BEAUTY OF OILFIELDS

(The photos are published by courtesy of Production Branch "Kubangas geofizika" of OOO "Gasprom Georesurs". Author: **A. Dolbnya**)



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

The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Конференция состоится 10–11 ноября 2016 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»).

Внимание! Место проведения конференции изменилось!

Структура мероприятия: на 10–11 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.)

10 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).

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

10–11 ноября. Выставка. Будут представлены продукция

The conference will be held on November 10–11, 2016 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 Tsentr” / “Vystavochnaya” metro station).

Please note that the venue has been changed!

Structure of the event: six technical sessions are planned for November 10–11.

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

November 10–11. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

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

The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

и/или технологии компаний-участниц.

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

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в 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 17-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 нефтегазового сервисного 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.: +7 499 788-91-24
Моб. +7 (916) 512-70-54
Факс: +7 499 788-91-19
www.cttimes.org

Контактное лицо: Артем Грибов, директор по стратегическому развитию журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Ждем вас, дорогие коллеги, в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

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

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas 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 17th 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.: +7 499 788-91-24
Mobile: +7 (916) 512-70-54
Fax: +7 499 788-91-19
Website: www.cttimes.org/en/

Contact person: Artem Gribov, Director of Strategic Development, Coiled Tubing Times, LLC

We look forward to meeting you!

Organizing Committee

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

**The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

10–11 ноября 2016 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой
центр», «Выставочная»)

November 10–11, 2016
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:
Tel.: +7 916 512 70 54
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

17-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
10–11 ноября 2016 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.

10–11.11.2016 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 75 000 руб.

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 67 500 руб.

Характер доклада определяет программный комитет конференции

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

Регистрационный взнос с одного человека69 750 руб.

Для участников конференций 2009–2015 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....71 250 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..... 15 000 руб.

10–11.11.2016 – ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ

Все суммы не включают НДС

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

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		
Экспонент выставки		

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 17th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
November 10–11, 2016

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.

10–11.11.2016 – CONFERENCE

- Registration fee:
- For delegates..... \$1150
 - For reporters (Non-advertizing reports).....\$1050
 - 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\$1100
 - The participants of the conferences in 2009–2015 have a 5% registration discount
 - Registration fee for one person/\$1120

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.

For correspondent participants\$230

10–11.11.2016 – EXHIBITION OF TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT OF THE MEMBER COMPANIES

All prices don't 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		
Exponent of the exhibition		

Novotel Hotel
 Address: Russia, Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochnaya" metro station)
 Reservation service: +7 495 705-94-86



Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подписном каталоге «Роспечать» – 84119



РЫНОК КОЛТЮБИНГА БУДЕТ РАЗВИВАТЬСЯ

Coiled Tubing Market Will Develop

Вадим КРАВЕЦ, ведущий аналитик RPI Research and Consulting

Vadim KRAVETS, Lead Analyst, RPI Research and Consulting

Осенью 2015 года властями страны был подготовлен проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года. В начале октября того же года Минэнерго направило в Правительство РФ проект распоряжения об утверждении проекта стратегии, которая ставит перед российской нефтегазовой отраслью настолько сложные задачи, что их просто невозможно выполнить без широкого внедрения самых современных нефтесервисных технологий, в том числе колтюбинга.

В представленном в правительство России проекте Энергетической стратегии отмечается, что «российская нефтяная отрасль сталкивается со следующими ключевыми вызовами и проблемами:

- сравнительно низким уровнем и высокой волатильностью цен на мировом рынке нефти;
- стабилизацией или как минимум существенным снижением темпов роста внешнего спроса на российскую нефть;
- увеличением себестоимости добычи вследствие преобладания труднодоступных запасов нефти и большой выработанности действующих месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти;
- постоянным ухудшением физико-химических

В Энергетической стратегии ставится достаточно сложно выполнимая задача стабилизировать ежегодную добычу нефти на уровне в 525 млн т в год и обеспечить увеличение объема ее добычи при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков. Эту задачу, как считает большинство отраслевых экспертов, нельзя выполнить без широкого применения передовых нефтесервисных технологий, в число которых входит колтюбинг.

Energy Strategy sets a hard-to-complete task – stabilize annual production at the level of 525 million tons per annum and increase the production volumes in case of favorable conditions on the domestic and global markets. The majority of industry experts believe that this task will be impossible to complete without large-scale application of high-tech oilfield service technologies, including coiled tubing.

In the fall of 2015 the authorities prepared draft Energy Strategy of Russia till 2035. Early October the Ministry of Energy sent to the Government draft resolution to approve the strategy that sets a very challenging task for the Russian oil and gas industry that is impossible to accomplish without introducing cutting-edge oilfield services, including coiled tubing.

Draft Energy Strategy submitted to the Government states that 'Russian oil industry faces the following key challenges and problems:

- Relatively low level and high volatility of global oil prices;
- Stabilization or at least considerable reduction in the growth rates of external demand for Russian oil;
- Increase in cost of production due to predominance of hard-to-recover oil reserves and maturity of existing oilfields making it more difficult to sustain the achieved level of oil production;
- Continuing deterioration of physical and chemical properties of oil, including higher contents of sulfur, that requires introducing new technological solutions and requires investments resulting in higher cost of oil refining;
- Introduction by a number of countries of limitations – affecting certain Russian oil and gas companies – on the supply of modern technologies and equipment used for exploration and development of Russian deep sea, offshore Arctic and shale fields, as well as limitations on long term funding'

Energy Strategy sets a hard-to-complete task –

stabilize annual production at the level of 525 million tons per annum and increase the production volumes in case of favorable conditions on the domestic and global markets. The majority of industry experts believe that this task will be impossible to complete without large-scale application of high-tech oilfield service technologies, including coiled tubing.

Положительную динамику нефтесервисного рынка обеспечивали следующие его сегменты:

- эксплуатационное бурение;
- разведочное бурение;
- цементирование скважин;
- операции по гидроразрыву пластов;
- методы интенсификации нефтедобычи (операции по воздействию на ПЗС и оптимизации режимов работы скважин);
- капитальный ремонт скважин.

The following segments of the oilfield services market, according to RPI analysis, ensured its positive dynamics:

- Production drilling;
- Exploration drilling;
- Well cementing;
- Hydraulic fracturing operations;
- EOR methods (bottomhole area treatments and well operating modes optimization);
- Well workover.

характеристик добываемой нефти, включая повышение доли серы, что требует внедрения новых технологических решений и инвестиций и повышает себестоимость переработки нефти;

- введением рядом стран ограничений, распространяющихся на отдельные российские нефтегазовые компании, на поставки современных технологий и оборудования, используемого для разведки и разработки российских глубоководных, морских арктических и сланцевых месторождений и на привлечение долгосрочного финансирования».

В Энергетической стратегии ставится достаточно сложно выполнимая задача стабилизировать ежегодную добычу нефти на уровне в 525 млн т в год и обеспечить увеличение объема ее добычи при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков. Эту задачу, как считает большинство отраслевых экспертов, нельзя выполнить без широкого применения передовых нефтесервисных технологий, в число которых входит колтюбинг.

Нефтесервисный рынок: как он выглядел в 2014 году

Нефтесервисный рынок России в 2014 году, несмотря на то, что цены на нефть еще только начали падать на уровень в \$45–50 за баррель сорта Brent, уже давал поводы для беспокойства. В частности, уже тогда, во второй половине 2014 года, начали скользить вниз по наклонной плоскости объемы проходки в эксплуатационном бурении. Но в целом состояние рынка еще не вызывало паники среди отраслевых специалистов. Тем более что в период 2005–2014 годов годовой объем в денежном

Oilfield services market as of 2014

In 2014 the oilfield services market of Russia already caused certain concerns despite the fact that oil prices just started to drop to the level of USD 45–50 per barrel of Brent. In particular, in the second half of 2014 the volume of production drilling began to decline. However, in general, market conditions did not cause panic among industry specialists. Moreover, in 2005–2014 the annual volumes in monetary terms were increasing even during the period of 2008–2009 crisis.

The following segments of the oilfield services market, according to RPI analysis, ensured its positive dynamics:

- Production drilling;
- Exploration drilling;
- Well cementing;
- Hydraulic fracturing operations;
- EOR methods (bottomhole area treatments and well operating modes optimization);
- Well workover;
- MWD and LWD operations (measuring and logging while drilling).

Consequently, in 2005–2014 the volume of oilfield services market grew by 194% – from 232.8 billion rubles in 2005 to 685.1 billion rubles in 2014.

Russian oil and gas companies were actively drilling wells at new and mature oilfields in order to increment oil production volumes. Drilling was the main way of increasing hydrocarbon production volumes at almost all the Russian vertically integrated oil companies. Hydraulic fracturing segment was also growing due to greater expansion of such operations in new wells, as well as due to the desire to increase flow rates of the older wells. Workover sector was developing actively, since workover operations were becoming more expensive and frequent, especially in older wells. This tendency is especially visible in traditional oil production regions – Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Tatarstan and Bashkortostan.

In 2014 the largest shares of the oilfield services market were as follows:

- Production drilling (26.2% of the total market volume in monetary terms);
- Well workover (14.5%);
- Well logging (10.1%);
- Pumping services (10.0%);
- Hydraulic fracturing (8.3%).

It is worth mentioning that the experts working in the largest segments of the oilfield services market, such as drilling or well workover, note that in 2012–2014 this market became the market of customers, who actively prevented the attempts to increase the price of works and services. This tendency continued in 2015 when, despite sharp depreciation of the Russian ruble and high inflation, many customers insisted on keeping the prices for a number of oilfield services at the level of the second half of 2014.

Main drivers of coiled tubing: future outlook

In order to move from factual findings to future projections – in particular, projections for the coiled tubing market, being part of the oilfield services market

выражении рос даже в периоды кризиса 2008–2009 годов.

Положительную динамику нефтесервисного рынка, как показал анализ компании RPI, в первую очередь обеспечивали следующие его сегменты:

- эксплуатационное бурение;
- разведочное бурение;
- цементирование скважин;
- операции по гидроразрыву пластов;
- методы интенсификации нефтедобычи (операции по воздействию на ПЗС и оптимизации режимов работы скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- операции MWD и LWD (телеметрии и каротажа во время бурения).

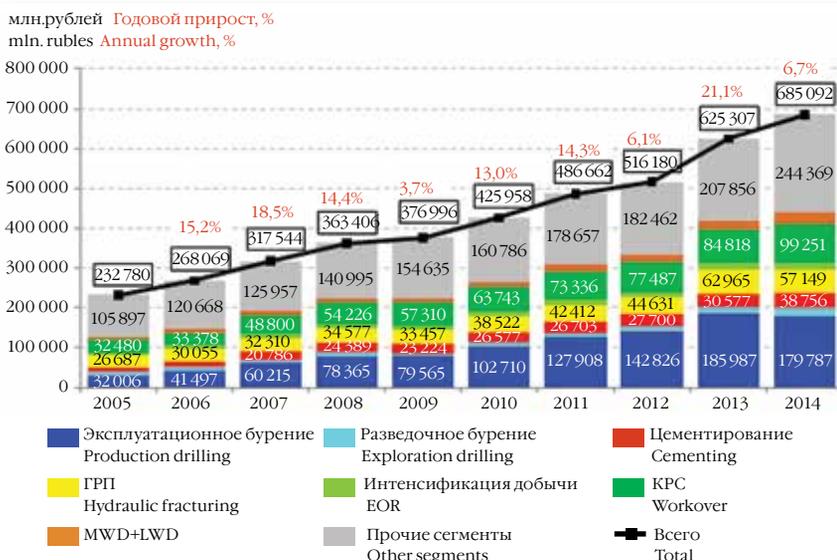
В результате в течение 2005–2014 годов объем нефтесервисного рынка увеличился на 194%, с 232,8 млрд рублей в 2005 году до 685,1 млрд рублей в 2014 году.

Российские нефтегазовые компании интенсивно бурили скважины как на новых, так и на старых месторождениях, чтобы прирастить объемы нефтедобычи нефти. Практически для всех российских ВИНК бурение являлось основным способом увеличения общего объема добычи углеводородов. Сегмент ГРП рос как в связи со все большим распространением этих операций на новых скважинах, так и стремлением поднять за счет ГРП дебиты на переходящем фонде скважин. Сектор КРС интенсивно развивался в связи с тем, что ремонты, особенно на старом фонде скважин, становились все более дорогими и частыми по времени. При этом эта тенденция особенно заметна в традиционных регионах добычи – ХМАО, Татарстане и Башкортостане.

В 2014 году наибольшими долями в общем объеме нефтесервисного рынка России обладали:

- эксплуатационное бурение (26,2% от общего объема рынка в денежном выражении);
- капитальный ремонт скважин (14,5%);
- геофизические исследования скважин (10,1%);
- насосные услуги (10,0%);
- гидроразрыв пластов (8,3%).

Необходимо отметить, что отраслевые эксперты, работающие в наиболее крупных сегментах нефтесервисного рынка, таких как, например, бурение или КРС, отмечают, что в 2012–2014 годах этот рынок стал рынком заказчиков, которые активно препятствовали попыткам увеличить стоимость работ и услуг. Эта тенденция продолжилась и в 2015 году, когда, несмотря на резкое падение курса рубля, а также высокую инфляцию, многие заказчики настаивали на установлении расценок на ряд нефтесервисных услуг на уровне второй половины 2014 года.



Источник: анализ RPI

Рисунок 1 – Годовые суммарные объемы нефтесервисного рынка России в 2005–2014 годах, млн рублей

Source: RPI analysis

Figure 1 – Annual total volumes of oilfield services market in Russia in 2005–2014, mln. rubles

– it would be necessary to provide forecast for the main driving segments of the oilfield services market: drilling (particularly, production drilling), well workover and well servicing, as well as hydraulic fracturing.

RPI has taken the following indicators into account when preparing drilling projections:

- Forecast of oil production volumes for 2015–2020;
- Announced companies' plans on oilfield development and drilling volumes;
- Dynamics of oil yield reduction at the mature oilfields;
- Dynamics of base production, total and unit effects of fracking, well operation mode optimization and bottomhole zone treatment;
- Predicted dynamics of horizontal drilling share in the total volume of drilling;
- Expert judgment on the yields of slanted and horizontal wells;
- Expert projections regarding the dynamics of horizontal lengths of wells;
- Well depths by regions and individual projects;
- Effect of the tax maneuver that was introduced from January 1, 2015 and that has changed the procedure of mineral replacement tax calculation;
- Effect of sanctions on technological capacity of service companies and financial position of the drilling works customers.

We assume that global geopolitical situation and sanctions against Russia will have a prominent impact on the drilling market. In case of ending the cooperation with European and American companies a certain buffer period will start. This period will last for 2–4 years during which there will be little change in the structure of drilling equipment suppliers and the market will continue to operate in a sustainable way under the new conditions.

Основные драйверы колтюбинга: взгляд в будущее

Для того чтобы от констатации фактов перейти к прогнозам развития, в частности, рынка колтюбинга как части нефтесервисного рынка, представляется необходимым предварительно дать прогноз по основным сегментам нефтесервисного рынка, которые являются его драйверами: бурению (прежде всего эксплуатационному), капитальному и текущему ремонту скважин, а также рынку операций гидроразрыва пластов.

При составлении прогноза бурения в рамках проведения исследования RPI учитывались следующие показатели:

- прогноз объемов добычи нефти на период 2015–2020 годов;
- объявленные планы компаний по разработке месторождений и объемам бурения на них;
- динамика падения дебитов скважин на старых месторождениях;
- динамика базовой добычи, суммарных и удельных эффектов от проведения операций гидроразрывов пластов, операций по оптимизации режимов работы скважин и воздействия на призабойную зону скважин;
- прогнозная динамика удельной доли горизонтального бурения в общем объеме бурения;
- экспертные оценки дебитов наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- прогнозы экспертов о возможной динамике длины горизонтальных участков скважин;
- глубины скважин по регионам и отдельным проектам;
- влияние налогового маневра, изменившее порядок исчисления налога на добычу полезных ископаемых и введенного в действие с 1 января 2015 года;
- влияние санкций на технологическую оснащенность сервисных компаний и финансовое состояние заказчиков буровых работ.

Мы предполагаем, что геополитическая ситуация в мире и введение санкций против России окажут заметное влияние на рынок бурения. При прекращении сотрудничества с европейскими и американскими компаниями начнется некоторый буферный период, который продлится около двух-четырёх лет, на протяжении которых структура поставщиков бурового оборудования будет изменяться мало и рынок продолжит стабильно работать в новых условиях.

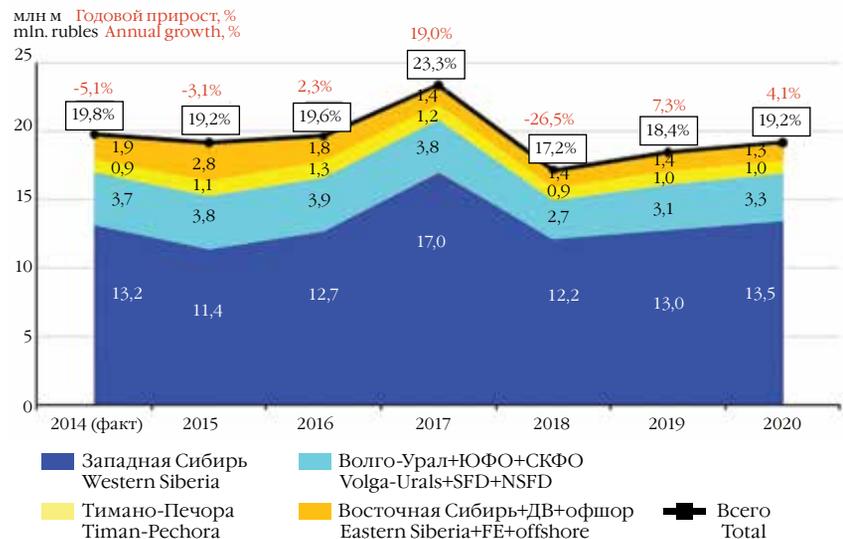
С учетом возрастания доли горизонтального бурения мы ожидаем, что объем

Taking into consideration the growing share of horizontal drilling, we expect that the volume of production drilling in 2015–2020 will range from 19.2 to 23.2 million meters. The maximum annual drilling volumes can be reached in the year 2017. In 2017 Russian companies plan to commence commercial development of large oil and oil/gas condensate fields on the territory of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug, Yurubcheno-Tokhomskeye field (Evenkia), Caspian and Arctic shelves, as well as oil and gas fields on the territory of Yamal Peninsula.

One can expect certain reduction in annual drilling volumes in 2014–2016, when new fields will not be able to compensate the reduction in the number of new wells put into operation in the country. Reduction in the number of new wells put into operation may be the result of increased share of horizontal drilling. According to experts, the yields of such wells are 3–8 times higher than the yields of slanted wells. Due to this it is possible to reduce the number of producing wells in 3–4 times, primarily at the new fields. Similar effect was achieved, for example, during Vankor field development. After 2017 there will likely be a decline of production drilling annual volumes to 17.2 million meters in 2018 and 19.2 million meters in 2020.

The structure of drilling is currently changing in Russia. Over the recent decade we observed a considerable growth in horizontal drilling. We assume that global geopolitical situation and sanctions against Russia will have a substantial impact on the horizontal drilling market. The market of equipment for horizontal drilling is one of the youngest in the country. Foreign companies take the major part of the market; Russian drilling units of such type are mainly of low and medium capacity.

Nevertheless, intensive growth of horizontal drilling can last till 2017 when it is planned to put into operation



Источник: анализ RPI

Рисунок 2 – Прогноз годовых объемов проходки в эксплуатационном бурении в России на период 2015–2020 годов, млн м

Source: RPI analysis

Figure 2 – projection of annual production drilling volumes in Russia for 2015–2020, mln. meters

эксплуатационного бурения в период 2015–2020 годов будет изменяться в диапазоне 19,2–23,2 млн м. При этом максимум годовых объемов бурения может выпасть примерно на 2017 год. В 2017 году российские компании планируют ввести в промышленную разработку крупные нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения на территории ЯНАО, в Юрубчено-Тохомской зоне (Эвенкия), на каспийском и арктическом шельфе, а также нефтегазовые месторождения на территории полуострова Ямал.

Некоторого снижения годовых объемов в бурении можно ожидать в 2014–2016 годах, когда ввод новых месторождений не сможет компенсировать сокращения общего количества вводимых скважин по стране. Сокращение количества вводимых скважин может явиться следствием возрастания доли горизонтального бурения. Согласно экспертным оценкам, дебиты таких скважин в 3–8 раз превышают дебиты наклонно-направленных скважин. За счет этого в 3–4 раза можно сократить количество добывающих скважин, в первую очередь на

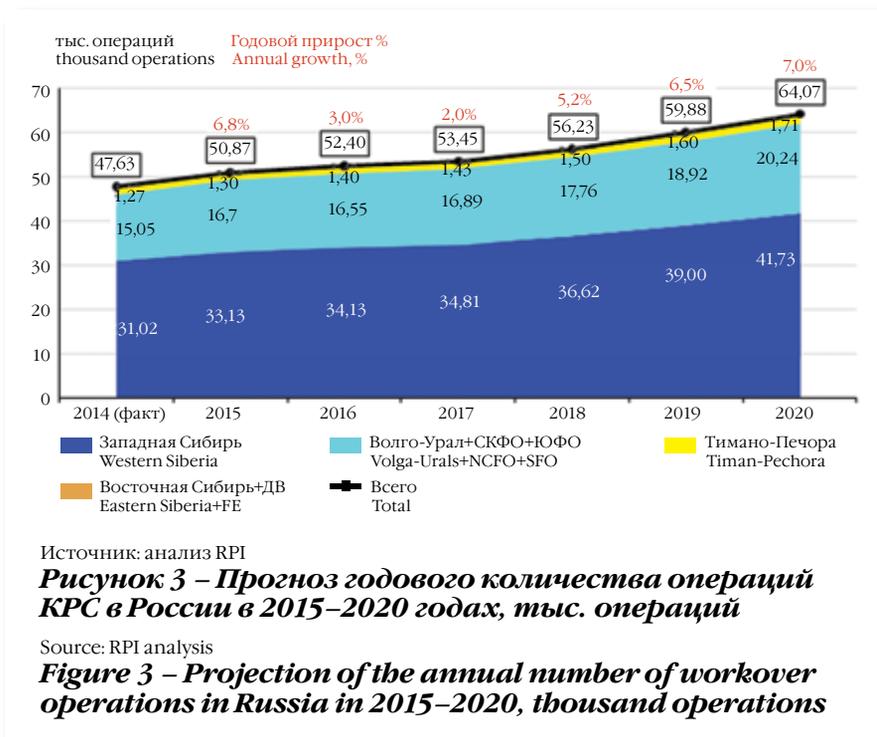
Геополитическая ситуация в мире и введение санкций против России окажет существенное влияние на рынок горизонтального бурения.

Global geopolitical situation and sanctions against Russia will have a substantial impact on the horizontal drilling market.

новых месторождениях. Подобный эффект получен, например, при освоении Ванкорского месторождения. После 2017 года вероятен спад годовых объемов эксплуатационного бурения, вплоть до величины в 17,2 млн м в 2020 году и 19,2 млн м в 2020 году.

В настоящее время в России происходит изменение структуры бурения. В последние десять лет наблюдается значительный рост объемов горизонтального бурения. Мы предполагаем, что геополитическая ситуация в мире и введение санкций против России окажет существенное влияние на рынок горизонтального бурения. Рынок оборудования для горизонтального бурения – один из самых молодых в России. Подавляющую часть рынка занимают зарубежные компании, российские буровые установки данного вида в основном слабо- и среднемощные.

Тем не менее интенсивный прирост



large fields in Western and Eastern Siberia. Then, in 2018, in case of ending cooperation with foreign equipment manufacturers we will, most likely, see the drop of horizontal drilling volumes by about 7.8%. In 2019–2020 horizontal drilling volumes will probably stabilize due to more attention that will be paid to this method from investment sector and due to introduction of import-substituting equipment and consumables.

Aware of the possible effect of the global geopolitical situation on the oilfield services market, we assume that in 2015–2017 oil producing companies will reduce the amount of investments in well workover sector. This will be stipulated by the lack of financial resources that will be channeled – especially in 2016–2018 – to drilling operations at new fields, particularly in Bolshekhetskaya Depression and Evenkia.

At the same time, during 2015–2020 sustaining of production from the existing well stock will require more workover operations, which will continue becoming more complex and expensive. It is entirely possible that during this period of time some foreign companies might exit Russian well workover and well servicing market.

Due to companies' limited investment capabilities annual workover growth rates will reduce from more than 7% in 2014 to 2% in 2017. Then, as long as the production drilling volumes will reduce in 2018–2020, the companies will devote the released investment resources to workover operations at existing producing wells in order to mitigate the reduction in production volumes.

Tendency to an increase in the annual number of well servicing operations that emerged in 2013–2014 will be sustainable and will prevail through the period of 2015–2020. The reason for it is the need to keep well yields at the highest possible level. However, similar to workover operations, the annual well servicing growth rates in 2015–2018 will slow down due to limited

Динамика рынка ГРП в предстоящие годы окажется, скорее всего, также положительной.

Hydraulic fracturing market dynamics will likely be positive in the coming years.

объема проходки в горизонтальном бурении может продлиться вплоть до 2017 года, когда планируется почти одновременно вводить новые крупные месторождения в Западной и Восточной Сибири. Затем в 2018 году, в случае прекращения сотрудничества с иностранными производителями оборудования, будет, скорее всего, наблюдаться падение объемов горизонтального бурения примерно на 7,8%. В 2019–2020 годах, вероятно, произойдет стабилизация объемов проходки в горизонтальном бурении как в результате усиленного внимания в сфере инвестиций к этому технологическому методу, так и внедрения импортозамещающих оборудования и расходных материалов.

Мы предполагаем, что с учетом возможного влияния геополитической обстановки в мире на рынок нефтепромыслового сервиса добычные компании в 2015–2017 годах сократят количество инвестиций, идущих на капитальный ремонт скважин. Это будет обусловлено недостатком финансовых ресурсов, которые станут, особенно в период 2016–2018 годов, в первоочередном порядке направляться на разбуривание новых месторождений, в частности, в Большехетской впадине и Эвенкии.

Вместе с тем на протяжении 2015–2020 годов для поддержания добычи на существующем фонде эксплуатационных скважин будет требоваться все большее число КРС, а сами операции ремонтов продолжат становиться все более сложными и дорогостоящими. В этот же период времени нельзя исключить уход некоторых иностранных компаний с российского рынка ТКРС.

В связи с ограниченными инвестиционными возможностями компаний темпы годового прироста числа операций КРС в 2015–2017 годах снизятся с более чем 7% в 2014 году до 2% в 2017 году. Затем по мере уменьшения объемов эксплуатационного бурения в 2018–2020 годах высвободившиеся инвестиционные ресурсы компании, скорее всего, направят на проведение КРС на уже действующих скважинах эксплуатационного фонда с целью сдержать падение объемов добычи на них.

Тенденция по увеличению годового числа операций ТРС, проявившаяся в 2013–2014 годах, окажется устойчивой и продлится на всем протяжении периода 2015–2020 годов. Ее причиной будет необходимость поддержания дебитов скважин на возможно более высоком уровне. Однако, как и в случае с операциями КРС, темпы годового прироста числа операций ТРС в 2015–2018 годах снизятся из-за ограниченных

financial capabilities of companies and will fall to 2% in 2017. Afterwards, in 2018–2020 the annual growth rates will start to increase and will make up around 7% in 2020.

Hydraulic fracturing market dynamics will likely be positive in the coming years.

The market is divided into two segments depending on the type of well at which hydraulic fracturing is performed:

- fracking at new wells (performed when the well is put into operation);
- fracking at old wells (performed at the well that had been producing before fracking).

According to experts, at present fracking is performed at around 80% of new wells. This is stipulated by the fact that oil companies have to develop formations that are poor in hydrocarbons and often have lower permeability factor. In some companies the share of fracked new wells is even higher. For example, at Surgutneftegaz this indicator is almost 80%. In the future the share of fracked new wells will further increase.

We can predict that due to the necessity of sustaining production from the old wells, domestic producing companies will continue increasing the number of hydraulic fracturing operations at older wells till 2020.

What is going to happen with the coiled tubing market?

Having reviewed the coiled tubing market drivers and its historical development, it is also possible to forecast its future developments. From 2005 to 2014 the number of coiled tubing operations was growing on average by 5.6% per annum and amounted to 17 thousand operations in 2014. At the same time the number of CT operations in horizontal well sections was growing 1.5 times faster.

As of 2014 the main regions in terms of CT application were Western Siberia (78.4% of the total number of operations in Russia) and Volga-Urals (16.5%). This primarily can be explained by considerable number of wells located at the mature fields, at which mainly sidetracking and fracking operations are performed.

We believe that in the mid-run there will be considerable changes in the structure of the coiled tubing market. We expect growth of 'high-cost' segment, and this will mainly be driven by increased share of more expensive operations (well workover, underbalanced formation drilling, sidetracking, stimulation of horizontal wells, multi-stage fracturing, etc.). Increase in the volumes of horizontal drilling will lead to growing number of stimulation operations in horizontal wells, CT-conveyed logging, application of new EOR technologies, which are performed with the use of coiled tubing.

The number of operations during 2015–2020 will be growing on average by 5.5% per annum. The main drivers of growth will be the following:

- Increase in the number of sidetracking operations, including horizontal sections, tentatively by 5–5.5% per annum;
- Increase in the number of fracking operations, including multi-stage fracking, tentatively by 1–1.5% per annum;

финансовых возможностей компаний до 2% в 2017 году. После этого в 2018–2020 годах темпы прироста вновь начнут расти и достигнут примерно 7% в 2020 году.

Динамика рынка ГРП в предстоящие годы окажется, скорее всего, также положительной.

По видам скважин, на которых применяются операции ГРП, рынок делится на два сегмента:

- рынок ГРП на новых скважинах (проводимые при вводе скважины в эксплуатацию);
- рынок ГРП на переходящем фонде скважин (на скважинах, на которых уже велась добыча до применения ГРП).

Согласно экспертным оценкам, в настоящее время примерно на 80% новых скважин производятся операции ГРП. Это обусловлено тем, что нефтяным компаниям приходится использовать в разработке более бедные углеводородами пласты и часто с меньшим показателем проницаемости. В некоторых компаниях этот показатель даже выше. Например, у «Сургутнефтегаза» он составляет практически 80%. В дальнейшем удельная доля новых скважин, на которых производятся операции, еще более увеличится.

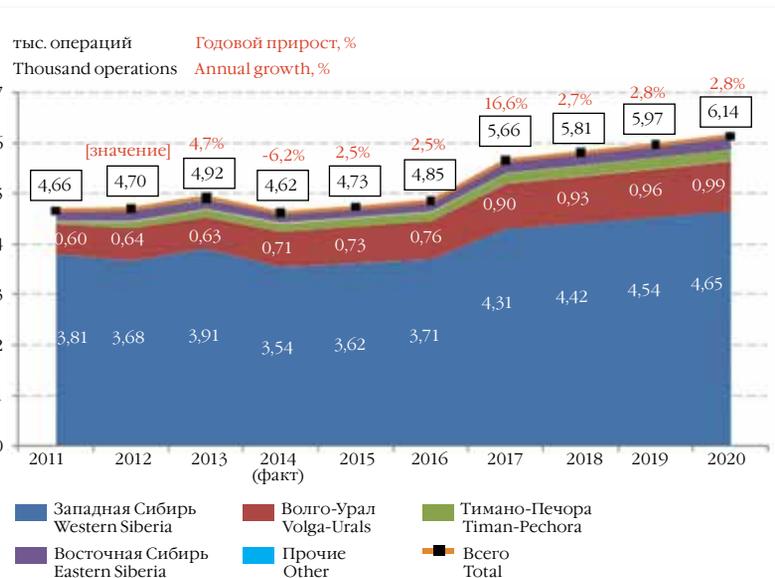
Можно также прогнозировать, что в связи с необходимостью поддержать добычу на старых скважинах отечественные добычные компании будут наращивать объемы проведения операций ГРП на переходящем фонде вплоть до 2020 года.

Что будет с рынком колтюбинга?

Рассмотрев драйверы рынка колтюбинга, а также его ретроспективное развитие, можно спрогнозировать и его будущее. Количество операций колтюбинга в РФ росло в среднем с 2005 по 2014 год на 5,6% в год и составило в 2014 году порядка 17 тыс. ед. В то же время рост операций на горизонтальных участках опережал эту динамику в 1,5 раза.

По состоянию на 2014 год ключевыми регионами по применению колтюбинга являлись Западная Сибирь (78,4% от всех операций в РФ) и Волга-Урал (16,5%). Это связано прежде всего с большим количеством скважин, расположенных на месторождениях на последней стадии эксплуатации, на которых в большей степени проводятся операции по бурению боковых стволов и гидроразрыва пласта.

Мы считаем, что в среднесрочной перспективе произойдут значительные



Источник: ЦДУ ТЭК, экспертные оценки, анализ RPI

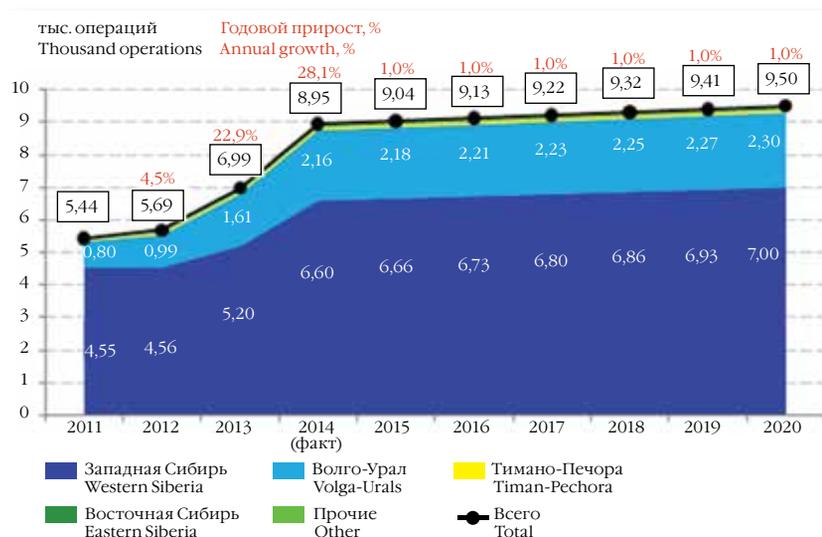
Рисунок 4 – Количество операций ГРП на новых скважинах, прогноз до 2020 года, региональный разрез, тыс. операций

Source: Central Dispatching Department of the Fuel Energy Complex, expert assessments, RPI analysis

Figure 4 – Number of hydraulic fracturing operations at new wells, projection till 2020, broken down by regions, thousand operations

- Increase in the number of new wells put into operation, including horizontal wells, tentatively by 2–3% per annum.
- To a lesser extent the growth will be attributed to well workover and underbalanced formation drilling (coiled tubing drilling).

Average annual growth of the number of coiled tubing



Источник: ЦДУ ТЭК, экспертные оценки, анализ RPI

Рисунок 5 – Количество операций ГРП на переходящем фонде скважин, прогноз до 2020 года, региональный разрез, тыс. операций

Source: Central Dispatching Department of the Fuel Energy Complex, expert assessments, RPI analysis

Figure 5 – Number of hydraulic fracturing operations at old wells, projection till 2020, broken down by regions, thousand operations

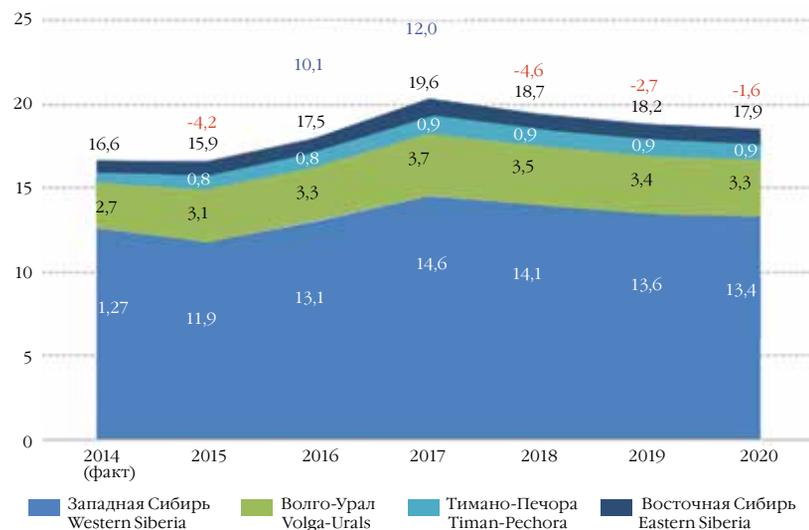
изменения структуры рынка колтюбинга. В том числе ожидается рост high-cost-сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом доли более дорогих операций (КРС, вскрытие пластов на депрессии, ЗБС, освоение горизонтальных скважин, сопровождение многостадийных ГРП и пр.). Рост объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении горизонтальных скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается использованием «гибкой трубы».

Количество операций за прогнозируемый период (2015–2020 годы) будет расти в среднем на 5,5% в год. Основными драйверами станут:

- рост количества ЗБС, включая горизонтальные участки, ориентировочно на 5–5,5% в год;
- увеличение количества ГРП, в том числе многостадийных, ориентировочно на 1–1,5% в год;
- возрастание ввода новых скважин, включая горизонтальные скважины, ориентировочно на 2–3% в год;
- в меньшей степени рост будет обеспечен за счет КРС и вскрытия пластов на депрессии (бурением на колтюбинге).

Среднегодовой прирост числа колтюбинговых операций в период до 2020 года ожидается примерно на 12,5%. Пик количества операций с использованием колтюбинга прогнозируется на 2017 год, когда их общее число достигнет порядка 20 тыс. в год. После 2017 года возможно некоторое снижение объемов до 18,7 тыс. работ в год с последующей корректировкой до 18,2 тыс., которая наметится в период с 2019 по 2022 год. При этом число колтюбинговых операций в горизонтальных стволах будет оставаться на уровне примерно 3,7 тыс. работ в год на протяжении всего периода 2017–2022 годов.

Так что уместно заключить, что операции колтюбинга в среднесрочной перспективе останутся одним из наиболее перспективных и инвестиционно привлекательных сегментов нефтесервисного рынка России. ☉



Источник: экспертные оценки, анализ RPI

Рисунок 6 – Прогноз годовых объемов операций колтюбинга, тыс. ед., 2015–2020 годы

Source: expert assessments, RPI analysis

Figure 6 – Projection of the annual number of coiled tubing operations, in thousand operations, 2015–2020

operations till 2020 is expected at the level of 12.5%. The number of coiled tubing operations is forecasted to be at its highest in 2017 with around 20 thousand operations per year. After 2017 it is possible that the number of operations will reduce to 18.7 thousand per annum with further adjustment to the level of 18.2 thousand during 2019–2022. At the same time the number of coiled tubing operations in horizontal wellbores will remain at the level of about 3.7 thousand operations per annum during the whole period of 2017–2022.

So, we can conclude that in the medium-term coiled tubing operations will remain one of the most promising and investment-attractive segments of the Russian oilfield services market. ☉

Ожидается рост high-cost-сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом доли более дорогих операций (КРС, вскрытие пластов на депрессии, ЗБС, освоение горизонтальных скважин, сопровождение многостадийных ГРП и пр.). Рост объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении горизонтальных скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается использованием «гибкой трубы».

We expect growth of 'high-cost' segment, and this will mainly be driven by increased share of more expensive operations (well workover, underbalanced formation drilling, sidetracking, stimulation of horizontal wells, multi-stage fracturing, etc.). Increase in the volumes of horizontal drilling will lead to growing number of stimulation operations in horizontal wells, CT-conveyed logging, application of new EOR technologies, which are performed with the use of coiled tubing.

**ОБРАЩАТЬСЯ
К ЗАПАДНЫМ
ПРОИЗВОДИТЕЛЯМ
ОБОРУДОВАНИЯ
БОЛЬШЕ НЕЗАЧЕМ!**

**THERE IS NO LONGER
A NEED FOR DEALING
WITH WESTERN
EQUIPMENT
MANUFACTURERS!**



12-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ» The 12th FIDMASH's Consumer Conference

Состоялась очередная, 12-я Потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП. Организатором мероприятия выступило СЗАО «ФИДМАШ» – единственный на территории Единого экономического пространства производитель полного спектра всей вышеперечисленной техники для высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Встреча проходила 18–19 мая 2016 года в Минске, в конференц-зале отеля «Виктория-Олимп».

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» проводятся ежегодно и неизменно собирают широкий круг представителей – как правило, руководителей, главных инженеров и ведущих специалистов нефтегазосервисных компаний, эксплуатирующих оборудование, разработанное в конструкторском бюро предприятия и произведенное в его цехах.

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – это весьма эффективная форма работы с потребителями. В ходе таких

The 12th FIDMASH'S Consumer Conference on Operation of Coiled Tubing Equipment, Cementing, Pumping and Nitrogen Machinery and Hydraulic-Fracturing Equipment took place on 18–19 May 2016 in the conference hall of the hotel Viktoria-Olimp in Minsk. The organizer of this event was FIDMASH – the only manufacturer of the full range of all above mentioned equipment for high-tech oil and gas service.

FIDMASH'S Consumer Conferences have been held annually bringing together a wide range of representatives of oil and gas service companies with a long experience in operating the equipment designed and manufactured by FIDMASH – directors, chief engineers and leading specialists.

FIDMASH'S Consumer Conferences is an effective way to interact with customers. During these conferences communication between OEMs (Original Equipment Manufacturers) and customers allows them to improve the existing commercial equipment, design new equipment with high market demand and discuss issues of equipment operation and maintenance as well as applicability of this

встреч происходит плодотворное общение между производителями техники и ее пользователями, способствующее как совершенствованию серийно выпускаемого оборудования, так и созданию нового, востребованного рынком, обсуждаются вопросы эксплуатации и сервисного обслуживания оборудования, а также возможности его использования для выполнения различных технологических операций в разных климатических и геологических условиях.

Приветственным выступлением конференцию открыл заместитель Генерального директора СЗАО «ФИДМАШ» по техническим вопросам А.В. Линевич. Он, в частности, сказал: «Уже более пятнадцати лет СЗАО «ФИДМАШ» проводит ежегодную Потребительскую конференцию. Время летит стремительно, и в этом году исполняется 15 лет со дня официального образования СЗАО «ФИДМАШ». За полтора десятилетия мы прошли большой путь. Бренд «ФИДМАШ» широко известен на постсоветском пространстве и не нуждается в дополнительном представлении. Под этой маркой уже второе десятилетие выпускается широкий спектр высокотехнологичного оборудования. Наиболее известны и популярны колтюбинговые установки – продукция, к которой мы начинали свой путь к потребителям. На сегодняшний день СЗАО «ФИДМАШ» выпускает широкий спектр оборудования для нефтегазового сервиса, о чем свидетельствует, в частности, название данной конференции. Освоена в производстве полная номенклатура оборудования для проведения ГРП – операции, чрезвычайно востребованной на промыслах России и СНГ. С момента, когда СЗАО «ФИДМАШ» начало серийно выпускать оборудование, поставлено потребителям и действует более 350 единиц техники.

Для нас потребительские конференции – это

equipment for different operations in different climatic and geological conditions.

The meeting was opened by FIDMASH' Deputy Director for Technology A.V. Linevich. In his opening speech he said: "Over a fifteen years FIDMASH have been organizing the annual Consumer Conference. Time goes by so fast, fifteen years have passed since FIDMASH was officially established. During fifteen years we achieved great success. FIDMASH is a well-known brand within the former Soviet Union area that needs no introductions. Over the second decade FIDMASH manufactures a wide range of high-tech equipment. Coiled tubing units, our first products, are the most popular and well-known. Today, FIDMASH manufactures a wide range of oil and gas field service equipment. That is stated in the name of the conference. It should be noted that FIDMASH produces full nomenclature of equipment for hydraulic fracturing which is a high-demand operation in the fields of Russia and CIS. At present time, more than 350 pieces of equipment was supplied to customers since FIDMASH started to produce commercial equipment. Consumer Conferences is a unique form of communication between customers, designers and OEMs. During these conferences participants exchange opinions and find new solutions that are the key drivers in the emerging world. These conferences, as a form of liaising with our consumers as well as other FIDMASH events, boost the process of company development.

The audience of the conference included the consumers – users of the equipment and representatives of the manufacturers of the chassis on which this equipment is installed.

The official program of the Conference included 17 reports and the equipment exhibition. Reports covered several topics. The first one included reports





уникальная форма общения между заказчиками, разработчиками, конструкторами, когда происходит интенсивный обмен мнениями, идет поиск новых решений, помогающих двигаться вперед в сегодняшнем быстро меняющемся времени. Данная форма работы с потребителями нашей продукции, как и другие мероприятия, в которых «ФИДМАШ» принимает участие, придают предприятию новые импульсы на пути к совершенству».

Аудиторию конференции составили представители эксплуатирующих оборудование организаций, а также предприятий, выпускающих шасси, на которых базируется данная техника.

Официальная программа конференции включала 17 докладов и посещение выставки оборудования. Тематику выступлений можно условно разделить на несколько блоков. Первый – это 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 результате эксплуатации высокотехнологичного оборудования заказчиками. Второй: доклады представителей нефтегазосервисных компаний, обобщающие опыт использования продукции СЗАО «ФИДМАШ». Третий – информация от лизинговых и страховых структур о финансовых инструментах, способствующих приобретению и содержанию высокопродуктивного, а значит, дорогостоящего, оборудования. И четвертый, посвященный информационному обеспечению высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

by manufacturers representatives on the main types of equipment with the focus on the improvement of commercial machinery, innovative developments and issues on the customers' operation of this high-tech equipment. The second topic included reports by oil and gas servicing companies' representatives on their experience in the operation of FIDMASH equipment. The third topic included the information from representatives of leasing and insurance institutions about financial instruments that help purchase and carry out maintenance of highly-productive and consequently expensive equipment. The fourth topic covered the information support of high-tech gas and oilfield service.

FIDMASH provided the audience with the information on cutting-edge prospects for development of coiled tubing equipment product lines and expansion of its capabilities, complex solutions in coiled tubing electronic support systems, developments of nitrogen and pumping equipment. A number of reports described new developments in main and auxiliary equipment for hydraulic fracturing, up-to-date equipment for hydraulic jet perforation, innovative downhole tool for coiled tubing.

Reports were practice-oriented and focused on the opportunities and advantages of operating the equipment manufactured by FIDMASH. Deputy Director for Coiled Tubing in Gazprom-geosurs LLC, production branch «Kubangeofizika», Mr. A.S. Dolbnya presented a report on the **Introduction and operation of coiled tubing equipment in Gazprom-geosurs LLC.**

СЗАО «ФИДМАШ» представило информацию о передовых направлениях развития линеек колтюбингового оборудования и расширении его возможностей, о комплексных решениях в области электронных систем флота ГНКТ, об усовершенствованиях азотного и насосного оборудования. Ряд докладов был посвящен новым разработкам в области основного и вспомогательного оборудования для ГРП, современному оборудованию для ГПП, инновационному подземному инструменту для работы с гибкой трубой.

Доклады гостей имели практическую направленность и были акцентированы на возможностях и преимуществах, которые в технологическом отношении предоставляет применение оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ».

Заместитель начальника экспедиции по ГНКТ, ООО «Газпром георесурс», ПФ «Кубаньгеофизика» А.С. Долбня выступил с докладом **«Внедрение и эксплуатация колтюбинговой техники в ООО «Газпром георесурс».**

ООО «Газпром георесурс» – это крупнейшая российская многопрофильная компания в области нефтегазового сервиса. Производственным филиалом общества – ПФ «Кубаньгеофизика» – с 2014 года эксплуатируется колтюбинговая установка тяжелого класса МК30Т, оборудованная ГТ диаметром 38 мм с трехжильным геофизическим кабелем длиной 5000 м и тяговым усилием инжектора 27 т. В комплексе с колтюбинговой установкой работают азотная установка криогенного типа А100, насосная установка Н504и дополнительное оборудование. Работы производятся на территории ЯНАО и Краснодарского края. Основная решаемая задача – внедрение новой технологии доставки геофизических приборов в горизонтальные участки скважин, а также подготовка стволов скважин к проведению геофизических исследований при помощи комплекса ГНКТ.

С помощью колтюбинговой установки предприятие выполняет следующие виды работ: освоение после ГРП (промывка и освоение азотом), ликвидация гидратно-парафиновых пробок и растепление скважин, промыслово-геофизические исследования в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах, ловильные работы внутри НКТ на скважинах с АВПД, химические обработки ПЗП, установка пакера с клапаном-отсекателем внутри НКТ. Для осуществления контроля проведения работ был организован удаленный видеомониторинг и мониторинг параметров системы регистрации СКР43-10. В текущем году компания планирует проведение опытно-промышленных работ по радиальному вскрытию пластов с использованием колтюбинговой установки, насосного агрегата и азотной установки производства СЗАО «ФИДМАШ».

В конце 2015 года ООО «Газпром георесурс» приобрело вторую колтюбинговую установку МК20Т-50 для выполнения работ по нормализации



Gazprom-georesurs LLC is the largest multifunctional oil and gas service company. Production branch «Kubangeofizika» operates heavy class coiled tubing unit (МК30Т) with CT with a diameter of 38 mm, three-core logging cable with a length of 5000 m and the injector pull capacity of 27 tons. Along with CT unit there is a cryogenic nitrogen unit А100, pump unit «Н504и» and auxiliary equipment. Operations are executed in Yamalo-Nenets (YANAO) and Krasnodar regions. The main task is to implement new technology of conveying logging tools in horizontal well and wellbore preparation for CT-conveyed logging.

The company operates coiled tubing unit for the following operations: well testing after hydraulic fracturing (cleanout and nitrogen kick-off), hydrates and paraffines elimination, well thawing, logging in horizontal and sub-horizontal wells, fishing through tubing in wells with abnormally high reservoir pressure (AHRP), chemical treatments of bottomhole, setting packer with shutoff valve through tubing. Remote video surveillance and monitoring of parameters of registering system SKR43-10 was provided for operation control. In current year, company plans to carry out pilot testing of radial drilling using coiled tubing, pump and nitrogen units manufactured by FIDMASH.

In the end of 2015 Gazprom georesurs LLC acquired the second coiled tubing unit МК20Т-50 for bottomhole treatment, sand plugs cleanout, inflow stimulation and well testing. It is planned to operate this unit in Krasnodar region.

Director of production workshop in

забоя, промывке песчаных пробок вызову притока, ГИС. Использование данной установки планируется на территории Краснодарского края.

Начальник цеха технологических работ ООО «ТаграС-РемСервис» – ООО «ЛениногорскРемСервис» П.С. Демакин озвучил доклад «**Перспективы развития ГРП**». Это его не первое выступление на потребительских конференциях, поскольку в эксплуатации ООО «ЛениногорскРемСервис» задействованы три комплекса оборудования для ГРП производства «ФИДМАШ», а значит, накоплен и продолжает копиться передовой опыт их эксплуатации. Если на прошлой, 11-й конференции П.С. Демакин рассказывал о применении технологий гидравлического разрыва пласта для вовлечения в разработку залежей нефти низкопроницаемых карбонатных коллекторов доманиковых отложений, то в этот раз выступление было посвящено более широкому спектру применяемых технологий. Докладчик подробно остановился на технологии матричной БСКО, рассказал о матричных БОПЗ. Для повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов целесообразно соединение технологий КГРП и ГРП. Для подобного совмещения необходимо современное, надежное, высокотехнологичное оборудование. Здесь важным фактором явилось плодотворное взаимодействие компании с СЗАО «ФИДМАШ», результатом которого стало эффективное применение имеющегося оборудования для выполнения совмещенной технологии кислотного и проппантного разрывов. Докладчик рассказал также о применении



TagraSRemServis LLC – LeninogorskRemService LLC, Mr. P.S. Demakin made a report on **Prospects for studying hydraulic fracturing**. This wasn't his first presentation at consumer's conferences because LeninogorskRemService LLC operates three complexes of equipment for hydraulic fracturing manufactured by FIDMASH and keeps gaining advanced experience in operating this equipment. At the previous 11th conference Mr. P.S. Demakin made a report on application of hydraulic fracturing for development of untapped low-permeable carbonate deposits of Domanic type. This time his presentation covered a wider range of technologies. The reporter expanded on matrix large-volume selective acid treatment and matrix bottomhole treatments. It is reasonable to combine acid and proppant fracturing technologies for enhancing



технологии ограничения высоты трещины, об использовании двухпакерной компоновки при проведении ГРП, о новых технологических жидкостях для ГРП и других инновациях, применяемых в ООО «ЛенингорскРемСервис» – без преувеличения, самой передовой в области ГРП российской компании.

Начальник участка ПНП УПНРиРС Государственного производственного объединения «Белоруснефть» А.Н. Кобец представил вниманию участников конференции **комплект оборудования для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем**, разработанный специалистами производственного объединения. Такое оборудование весьма востребовано, поскольку рынок услуг в области геофизических исследований скважин растет быстрыми темпами. В этой связи огромный интерес вызвал стратегический доклад первого вице-президента Евро-Азиатского геофизического общества, члена редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» В.В. Лаптева **«Российский геофизический рынок на пути консолидации и развития»**, где была дана подробная характеристика российского геофизического рынка, выделены доминанты и определены приоритеты его развития.

Шасси, на которых базируется техника, были посвящены выступлениям представителей ОАО «РИАТ» и МЗКТ.

О том, как современные финансовые инструменты способствуют приобретению оборудования для нефтегазового сервиса и обеспечивают уверенность в его сохранности, рассказал коммерческий директор ООО «Технотройлизинг» и вице-президент по работе с предприятиями ТЭК страховой компании «Энергогарант» Р.Я. Игилов в докладах **«Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе 2016–2017 гг.»** и **«Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора»**.

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

Завершилась программа посещением выставочной площадки СЗАО «ФИДМАШ», где участников конференции ждал парадный ряд оборудования, включавший как образцы серийно выпускаемой техники, так и новейшие разработки, внедренные в производство.

Вниманию потребителей – нынешних и потенциальных – техники производства СЗАО «ФИДМАШ» было представлено следующее оборудование:

- Установка колтюбинговая МК30Т-50 (Шасси – 10х10. Макс. тяговое усилие инжектора – 36 200 кг*с. Диаметр ГТ – до 50,8 мм.);
- Установка колтюбинговая МК30Т;
- Установка колтюбинговая МК10Т;
- Установка азотная А300;
- Установка азотная А100 (в блочном исполнении);



oil recovery. This combination requires up-to-date, reliable and high-tech equipment. The key factor here is the effective cooperation between a company and FIDMASH. As a result, equipment was successfully applied for combination of acid and proppant fracturing technologies. Mr. P.S. Demakin also reported on technology of fracture height limitation, using two-packer assembly for fracturing, new fracturing process fluids and other innovations, that are implemented in LeninogorskRemService LLC that is the most advanced fracturing company in Russia.

Manager of Enhanced Oil Recovery section in State Production Association «Belorusneft» Mr. A.N. Kobets made a report on **Equipment set for installing logging cable inside the coiled tubing string** which was developed by association's specialists. This is a high-demand equipment because logging service market is growing fast. In this respect strategic report by First Vice-president of EuroAsian Geophysical Society – EAGO, member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal, Mr. V.V. Laptev on **“Russian geophysical market on the way to consolidation and development”** attracted a great interest from the audience. Mr. V.V. Laptev provided detailed characteristic of Russian geophysical market, its keynotes and developments priorities.

Representatives of RIAT and Minsk Wheel Tractor Plant OJSC reported on chassis for machinery.

Business Director of Tekhnostroylizing LLC and Vice-President of energy companies affairs in insurance company «Energogant», Mr. R.Y. Igirov described how present-day financial instruments help purchase expensive equipment for oil and gas service and gain confidence in its safeguarding in his reports **Investment projects in oil and gas industry in 2016–2017** and **Complex insurance for oil and gas companies**.

The topic of information support of high-tech oil and gas service was described by the Editorial Board team of scientific and practical Coiled Tubing Times Journal.

The Consumer Conference ended with FIDMASH exhibition with equipment show that included commercial machinery models and up-to-date developments that were implemented in production.



- Установка насосная H2501;
 - Установка насосная H504;
 - Установка гидратационная MH25;
 - Пульт управления колтюбинговой установкой с новым поколением контрольно-регистрирующего комплекса СКР43-20 и СКР45.
- Вся эта техника изготовлена по заказам конкретных компаний, установки окрашены в их корпоративные цвета и скоро будут отправлены потребителям.

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

С.А. Смирнов, заместитель директора – главный инженер ПФ «Кубангеофизика» ООО «Газпром георесурс»: «В мире есть всего несколько производителей оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса, продукцию которых можно охарактеризовать как отличную по соотношению «цена – качество». СЗАО «ФИДМАШ» относится именно к ним».

Д.В. Павлюк, заместитель директора по сервису ООО «Юг СпецСервис»: «Я впервые на Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ». Выставка очень клиентоориентированная, направленная на запросы потребителей. Нет сомнений в том, что предприятие ставит своей целью эффективную работу с потребителями, и в том, что это стратегия».

С.М. Кузуб, начальник службы внешнего сервиса УПНПиРС Государственного производственного объединения «Белоруснефть»: «Наша делегация благодарит компанию «ФИДМАШ» за приглашение на конференцию, которая является локомотивом внедрения новой техники. Мы смотрим, учимся, перенимаем опыт коллег, делимся своими достижениями. Здесь, на выставке, представлена колтюбинговая установка, изготовленная по заказу компании «Укргаздобыча». Эта компания объявила тендер на 100 объектов ГРП, в котором участвует «Белоруснефть». Надеемся выиграть тендер и быть задействованными в этом амбициозном международном проекте. Будет символично, если установка, которую мы здесь видим, станет осваивать скважины после операций ГРП, выполненных «Белоруснефтью» с помощью флота, также



The following equipment was presented by FIDMASH to all current and future consumers:

- Coiled Tubing Unit MK30T-50 (Chassis – 10x10. Maximum injector pull capacity – 36 200 kg*f. CT diameter – up to 50,8 mm.);
- Coiled Tubing Unit MK30T;
- Coiled Tubing Unit MK10T;
- Nitrogen Unit A300;
- Nitrogen Unit A100 (skid-mounted);
- Pump Unit H2501;
- Pump Unit H504;
- Hydration Unit MH25;
- Coiled Tubing Unit control panel with new-generation registering systems SKR43-20 and SKR45.

All this equipment was manufactured for specific companies, units are painted in corporate colors, it will soon be delivered to consumers.

Conference participants shared their opinions on what they saw with the editorial board of our magazine.

Mr. S.A. Smirnov, Deputy Director – chief engineer in production branch Kubangeofizika, Gazprom georesurs LLC: There are very few manufacturers of equipment for high-tech oil and gas service with a perfect quality-price ratio. FIDMASH is one of them.

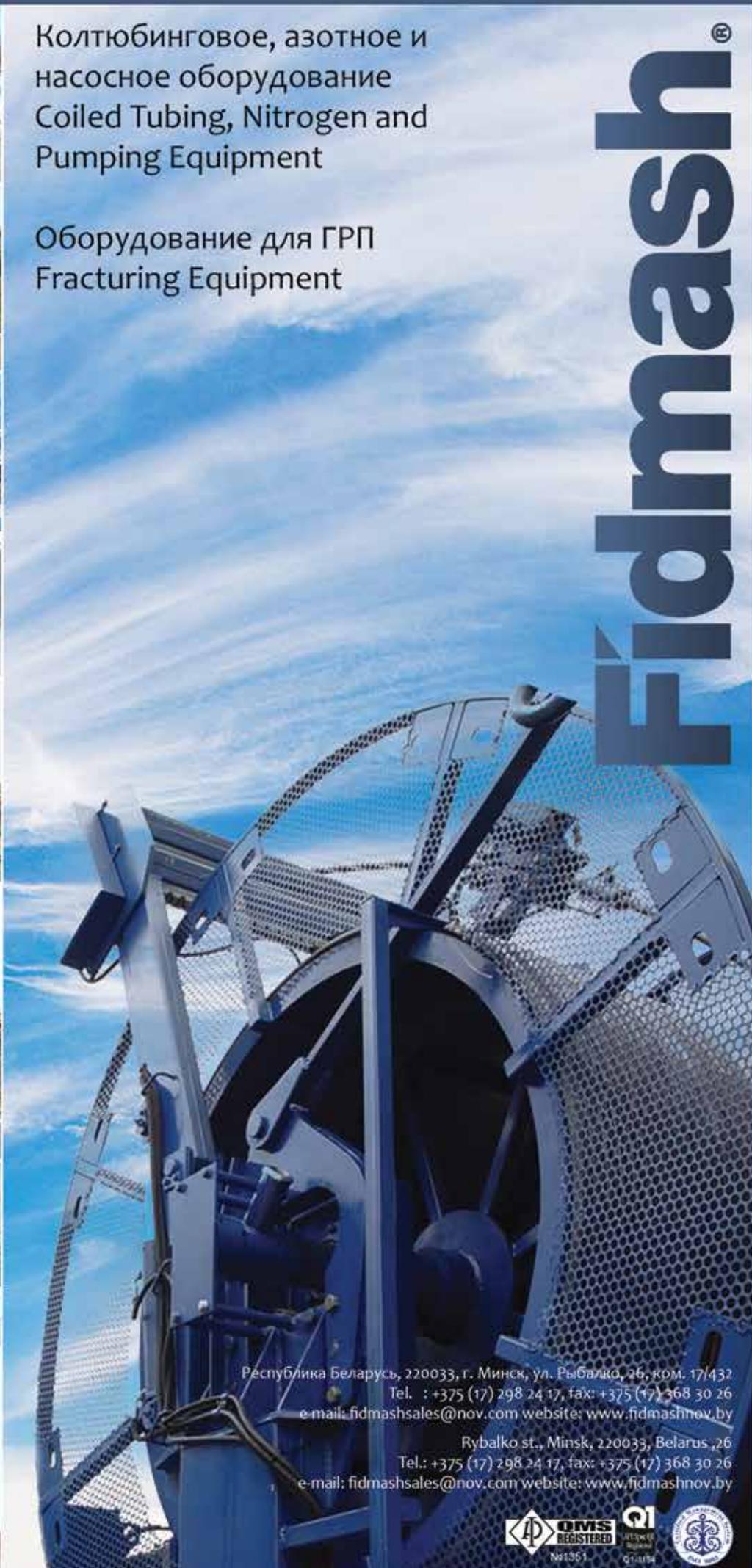
Mr. D.V Pavlyuk, Deputy Director for Service in Yug SpecServis LLC: It is my first participation in FIDMASH's Consumer Conference. The exhibition was customer-focused and oriented to consumer needs. There is no doubt that the company is aimed at the effective cooperation with consumers, this is a strategy.

Mr. S.M. Kuzub, Head of External Service Department in State Production Association «Belorusneft»: Our delegation thanks FIDMASH for the invitation to the conference which is the key driver of the implementation of new equipment. We examine, learn, adopt experience from our colleges and share our achievements. Here, at the exhibition, FIDMASH presented coiled tubing unit that was manufactured for Ukrgazdobycha. This company invited to tender for 100 fracturing operations. Belorusneft is a tender participant. We hope to win this tender and be involved in this ambitious

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

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash®



Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/432
Tel. : +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by

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



Fidmash®

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 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com www.fidmashnov.by
Представительство в России «Фидсервис»
тел.: +7 (916) 281 15 53



изготовленного СЗАО «ФИДМАШ».

П.С. Демакин, начальник цеха технологических работ ООО «ТаграС-РемСервис» – ООО «Лениногорск-РемСервис»: «Все машины достойные, красивые. Знаем, как хороши они в эксплуатации! Особенно понравилась новая гидратационная установка. Она немного отличается от той, на которой работаем мы, но так и должно быть, потому что последующее всегда совершеннее предыдущего. В целом мы очень довольны конференцией и выставкой».

Е.В. Самбуров, заместитель главного инженера – начальник службы ГНКТ, ЗАО СП «МеКаМинЕфть»: «Впечатляющая выставка. Много нового. Смотрим внимательно – и есть на что посмотреть».

А.С. Долбня, заместитель начальника экспедиции по ГНКТ ПФ «Кубаньгеофизика» ООО «Газпром георесурс»: «Впечатлила 300-кубовая азотная установка для ГРП. Такая машина остро востребована рынком. И новый пульт управления комплексом ГНКТ очень понравился – удобный, эргономичный».

А.М. Зотов, главный геолог ООО «ТаграС-РемСервис» – ООО «ЛениногорскРемСервис»: «Оборудование интересное. Понравилась установка, предназначенная для Украины. По заказу нашей компании тоже в настоящее время изготавливается интересное оборудование – насосная установка малой производительности для матричных обработок (кислотных ОПЗ), т.е. для проведения операций ниже давления разрыва. Это очень перспективная технология – и оборудование для ее осуществления – для добычи трудноизвлекаемых запасов в карбонатных коллекторах. Наше оборудование будет готово в конце июня. Все виды машин, представленные на этой выставке, будут обязательно востребованы российским рынком!»

А.В. Новичков, директор Красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток»: «Все очень достойно, красиво, симпатично смотрится. Надеюсь, что в эксплуатации ▶



international project. It would be remarkable if unit presented here carried out well stimulation after hydraulic fracturing performed by Belorusneft with a fleet that was also manufactured by FIDMASH.

Mr. P.S. Demakin, Director of production workshop in TagraSRemServis LLC – Leninogorsk-RemService LLC: All machinery is worthy and beautiful. We know how good it is when in operation! New hydration unit attracted our special attention. It is slightly different from the one we operate, but it is the way things are, the future will always be better than the past. Generally, we are very satisfied with the conference and the exhibition.

Mr. E.V. Samburov, Chief Engineer Deputy – Head of Coiled Tubing Department in MeKaMineft, joint-venture company: Impressive exhibition! There is a lot of new equipment. We watch closely because there is a lot to watch at.

Mr. A.S. Dolbnya, Deputy Director for Coiled Tubing in Gazprom-georesurs LLC, production branch «Kubangeofizika»: 300-cubic-meters nitrogen unit for fracturing was very impressive. ▶





будет так же хорошо, как выглядит. Интересна установка МК30Т-50. Я ее уже отметил на выставке «Нефтегаз-2016» в Москве. Барабан увеличен, что является большим плюсом. Более мощный инжектор, что вселяет смелые надежды. Обновленная кабина. Прямо радуется глаз! Усовершенствованная машина приобрела еще более достойный вид. Она мне очень понравилась».

К.В. Дубинчик, начальник бюро продуктового маркетинга МЗКТ: «Очень интересно, наглядно, познавательно. Испытываю гордость, что такая мощная техника смонтирована на шасси МЗКТ. Я очень рад, что у меня здесь есть возможность увидеть это оборудование воочию, все рассмотреть, подняться в кабину, прикоснуться к предмету наших дальнейших разработок».

С.А. Курзин, главный механик Тампоного управления Государственного производственного объединения «Белоруснефть»: «В «Белоруснефти» эксплуатируется полный спектр оборудования, которое выпускает «ФИДМАШ». У нас в Тампоном управлении, в частности, оборудование для ГРП. В том числе «сотые» насосные установки. Здесь представлена «трехсотая», для большеобъемных ГРП. Она мне особенно понравилась».

Л.В. Лаптев, генеральный директор ООО «НовТек новые технологии»: «Выставка впечатляет. Здесь представлена разнообразная техника – техника колтюбинговых флотов и флотов ГРП».

В.В. Лаптев, первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества: «Присоединяюсь к вышесказанному. Все здорово. Впечатляет, что СЗАО «ФИДМАШ» освоило в производстве практически полный ансамбль машин для ГРП и ГНКТ. И санкции нам теперь нипочем!»

Р.Я. Игилов, коммерческий директор ООО «Техностройлизинг»: «Замечательный ежегодный симпозиум! Мы традиционно в нем участвуем. «ФИДМАШ» идет в ногу со временем, внедряет высокие технологии в нефтегазовый комплекс и не устает прогрессировать. Здесь мы наблюдаем новые разработки – тяжелую колтюбинговую установку МК30Т-50 на заниженной раме с увеличенным узлом намотки 5500 м, азотную установку А300, также уникальную, новую насосную установку... Уже очень много желающих иметь такую технику у себя в парке.

This is a high-demand machinery. We also liked new control panel for coiled tubing unit – convenient and ergonomic.

Mr. A.M. Zotov, Chief Geologist in TagraSRemServis LLC – LeninogorskRemService LLC: The equipment is attractive. We liked units manufactured for Ukraine. We also ordered an interesting equipment – low-capacity pump unit for matrix acidizing (acid bottomhole treatment), i. e. for operations under pressure lower than fracturing pressure. This is a very perspective technology and equipment for production from unconventional carbonate reservoirs. Our equipment will be manufactured in the end of June. All types of machinery presented at this exhibition will definitely be in demand at the Russian market.

Mr. A.V. Novichkov, Director of Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok: All looks worthy and beautiful. I hope it will be as good in operation as it looks like. Unit МК30Т-50 is interesting. I noticed this unit at the exhibition «Neftegaz-2016» in Moscow. Reel diameter is increased that is a good advantage. Injector with a higher capacity raises good expectations. Upgraded control cabin looks good! Improved unit appearance became more presentable. I liked it very much.

Mr. K.V. Dubinchik, head of production marketing bureau in Minsk Wheel Tractor Plant (MWTP): Very interesting and informative. I'm proud that such a powerful machinery is mounted on MWTP's chassis. I'm glad I got an opportunity to see this with my own eyes, examine everything, enter control cabin and take a closer look at the subject of our further development.

Mr. S.A. Kurzin, Chief Mechanic of Plugging division in State Production Association «Belorusneft»: Belorusneft operates a wide range of equipment which was manufactured by FIDMASH. In particular, Plugging division operates fracturing equipment including «one hundred» pump units. «Three hundred» pump unit for large-volume fracturing, that was presented here, attracted my special interest.

Mr. L.V. Laptev, Director of NovTek New Technologies LLC: Impressive exhibition. A wide variety of machinery and equipment for coiled tubing and hydraulic fracturing fleets was presented.





Не сомневаюсь, что данная выставка получит продолжение в виде заключенных контрактов».

А.А. Кирсанов, коммерческий директор ООО «Фрак ПроИнжиниринг»: «С техникой производства СЗАО «ФИДМАШ» я познакомился в 2002–2003 годах, когда предприятие еще только выходило на рынок и делало первые поставки компании «Шлюмберге». Сегодня я убедился в том, что качество производства поднялось на высочайший уровень. Добавлю – на международный. Не буду скрывать, в недалеком прошлом я был ярким сторонником оборудования импортного производства. Но здесь и теперь я не вижу повода обращаться к западным производителям».

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Mr. V.V. Laptev, First Vice-president of EuroAsian Geophysical Society: I'm agree with all of above mentioned. It's great. I was impressed that FIDMASH is capable to manufacture almost full range of machinery for coiled tubing and hydraulic fracturing operations. Now we shouldn't care about sanctions!

Mr. R.Y. Igilov, Business Director of Tekhnostroylizing LLC: Remarkable annual symposium! Traditionally we take part in this event. FIDMASH is an up-to-date company that implements high technologies in oil and gas industry and keeps making progress. New developments are presented here – heavy class coiled tubing unit MK30T-50 on a lowered truck frame with increased CT reel 5500 m, nitrogen unit A300 and new unique pump unit. There have already been a lot of companies that want to order these units. I have no doubt that this exhibition will provide new contracts.

Mr. A.A. Kirsanov, Business Director of Frac ProEngineering LLC: I got acquainted with FIDMASH's equipment and machinery in 2002–2003, when the company was a newcomer to the marker with the only consumer that was Schlumberger. Today, I'm convinced that FIDMASH's production quality has risen to the highest level, to the international level. Frankly speaking, not long ago I supported foreign manufacturers. But now I don't see any need to deal with western manufacturers.

Analytical group, Coiled Tubing Times. Hydraulic Fracturing Times



Нефть всегда в цене? *Will Oil Hold in Price?*

Одной из основных тем дискуссии в рамках главной пленарной сессии «Россия и центры энергетического влияния: диверсификация в условиях жесткой конкуренции» III Национального нефтегазового форума стало обсуждение динамики цен на нефть.

Прошло почти два года с того момента, как мировые цены на нефть начали стремительное снижение. В январе 2016 года они опускались до 27 долларов за баррель – т.е. меньше чем за год снизились в четыре раза. Восстановление, на которое многие рассчитывали, затянулось. Эксперты констатируют, что столь затяжной кризис происходит впервые за последние 45 лет.

В связи с падением цен на нефть снизились инвестиции в отрасли. В 2015 году по крупнейшим компаниям мира они упали примерно на 15–40%. В 2016 году ожидается снижение на еще примерно 10–30%. Но тем не менее отрасль продолжает работать. Прошлый, 2015 год показал, что предложение на рынке выросло больше, чем спрос. Предложение выросло приблизительно на 2,2 млн баррелей в сутки, тогда как спрос – всего на 1,2 млн. Эти цифры свидетельствуют, что дисбаланс все более усугубляется и предложение превышает спрос приблизительно на 1,5 млн баррелей в сутки.

Как поведут себя цены на нефть в обозримом будущем?

Буквально накануне пленарной сессии, о которой здесь идет речь, провалились переговоры нефтяных экспортеров в Дохе. Их негативные итоги прокомментировали авторитетные аналитические агентства.

Аналитики Goldman Sachs не ожидают в ближайшем будущем роста нефтедобычи в Организации стран – экспортеров нефти (ОПЕК). По их мнению, в третьем квартале 2016 года не исключен даже нефтяной дефицит. Эксперты JBC Energy полагают, что «неудача в Дохе не подвергнет рынок значительному снижению, если только риторика обсуждений после встречи не подольет масла в огонь».

Есть и менее радостные прогнозы. Специалисты Barclays считают, что во втором полугодии 2016-го нефть Brent будет стоить в среднем 36 долларов за баррель. Они предупреждают: провал дохийских



Оil price fluctuations have become one of the major issues under discussion during the main plenary session “Russia and Energy Influence Centres: Diversification in Terms of Tough Competition” of the III National Oil and Gas Forum.

It has been almost two years since the global oil prices started their sharp decline. In January 2016 they slid to \$27 per barrel, which means that the prices became four times lower over less than a year. The expected recovery appears to have been taking too much time. According to experts, it is the first protracted crisis for the recent forty-five years.

The slumping oil prices have led to the cutting of investments in the sector. In 2015, they went down by approximately 15 to 40 per cent for the major companies throughout the world. Another 10 to 30 per cent downfall is expected in 2016. However the sector keeps going. The last year 2015 showed that growth in supply exceeded the demand growth. The supply grew by approximately 2.2 mln barrels per day, while the demand growth was only 1.2 mln. This is a sign of a still increasing imbalance, with the supply exceeding the demand by approximately 1.5 mln barrels per day.

What tendency will the oil prices show in the foreseeable future?

Just before the above mentioned plenary session oil exporters failed the negotiations in Doha, and the reputable analytical agencies have made their comments on the negative results.

Experts from Goldman Sachs have no expectations for oil production to grow in the near future within the Organization of Oil Exporting Countries (OPEC). Moreover, they don't think it unlikely to see oil shortage in the 3rd Quarter of 2016. Experts from JBC Energy believe that “failure in Doha is not going to

переговоров в очередной раз убедил инвесторов в неспособности ОПЕК стабилизировать рынок. По данным MarketWatch, многие аналитики пересматривают свои прогнозы и не исключают в ближайшее время нового падения цен до 30 долларов за баррель.

Эхо Дохи витало в зале пленарной сессии, в качестве модератора которой выступал министр энергетики Российской Федерации **Александр Новак**, участник дохийских переговоров. Он обратился к участникам дискуссии с вопросом: «Каков ваш прогноз по динамике нефтяных цен на ближайшие три года?»

По мнению заместителя председателя правительства РФ **Аркадия Дворковича**, России «не нужны ценовые потрясения, нам нужна относительная стабильность для надежного снабжения энергоресурсами, на это нацелена наша политика». При этом Россия призывает иностранных партнеров «оставить в стороне политические амбиции, не имеющие ничего общего с благополучием людей». По словам Дворковича, сегодня правительство рассматривает самые разные сценарии мировой нефтяной конъюнктуры – от 25 до 50 долларов за баррель.

Министр нефтяной и горнорудной промышленности Боливарианской Республики Венесуэла **Эулохио дель Пино**, также участник переговоров в Дохе, назвал в качестве предполагаемой цены 60–70 долларов за баррель и высказал рекомендацию установить объем производства на одном уровне с целью сокращения разрыва между спросом и предложением.

Президент компании «ЛУКОЙЛ» **Вагит Алекперов** отметил, что «нащупано дно цены на нефть. Это были 27–28 долларов за баррель. Мы от него оттолкнулись, и на сегодняшнюю цену в 40–42 доллара за баррель не повлиял даже срыв переговорного процесса в Дохе. Мы прошли ценовой кризис и в настоящее время находимся на уровне цены, которая позволяет нефтяным компаниям делать инвестиции». Алекперов не очень верит «в искусственное регулирование цен на рынке», но глубоко убежден, что 2016 год будет завершён с ценой приблизительно 50 долларов за баррель, а уже со второй половины 2017 года станет заметен достаточно динамичный рост цены, «связанный с ростом спроса на нашу продукцию и сокращением ее производства». «Рынок все же должен сам формировать цену, которая позволит производителю производить, а потребителю – покупать. Уверен, что, несмотря на снижение, экономика выдержит», – отметил Алекперов. ➔

result in a significant weakening of the market, unless the discussions following the meeting add fuel to the fire”.

There are also less optimistic forecasts. Experts from Barclays claim that in the second half of 2016 Brent oil price will be 36 dollars per barrel. Their warning is that the failure of Doha negotiations is another evidence for the investors that OPEC is unable to stabilize the market. According to MarketWatch various analysts reconsider their forecasts leaving open the possibility of a new oil price drop to 30 dollars per barrel.

The Doha meeting echoed in the room of the plenary session, its moderator being **Aleksandr Novak**, the Minister of Energy of the Russian Federation and the member of Doha negotiations. He asked the participants, “What is your forecast for oil prices for the further three years?”

Arkady Dvorkovich, Deputy Prime Minister of the Russian Federation, believes that Russia “seeks not price-related disruptions, but relative stability to ensure reliable energy supply, which stability is the main target of our policy”. In addition, Russia asks its foreign partners “to put aside their political ambitions which have nothing to do with the well-being of the population”. According to Dvorkovich, the Government is currently reviewing a variety of scenarios for the worldwide oil market, from 25 to 50 dollars per barrel.

Eulogio del Pino, Oil Minister and President of the Venezuelan state oil company PDVSA, who also took part in Doha negotiations supposed the oil price to be 60 to 70 dollars per barrel and recommended establishing the same production level in order to close the gap between demand and supply.

Vagit Alekperov, President of OAO Lukoil, emphasized that “the oil bottom price has been reached. It turned out to be 27–28 dollars per barrel. We managed to move away from it and the current 40–42 dollars per barrel remained unchanged even in view of the failure of Doha negotiations. We are past the price crisis and today’s price level allows oil companies to make investments”. Mr. Alekperov is skeptical about “the artificial control of market prices”, but he is firmly convinced that by the end of the year 2016 the oil price will be about 50 dollars per barrel, with its strong growth in the second half of 2017 connected with a growing demand for our products and decrease in production. “It is the market that should be the main pricing mechanism establishing prices which allow the producer to produce and the buyer to buy. I am sure that the economy will survive the reduction”, claimed Mr. Alekperov.

Imogen Hatcher, President of Platts, considers the equilibrium oil price to be 60 to 70 dollars per barrel.

Alexander Korsik, President and Chairman of the ➔

Практически все коллеги сошлись во мнении, что к концу 2016 года цена на нефть будет от 40 до 50 долларов за баррель.

Almost all colleagues are solid in the opinion that by the end of 2016 the oil price will be 40 to 50 dollars per barrel.

Имоджен Хатчер, президент агентства Platts, назвала в качестве ожидаемого в 2016 году уровня равновесной цены 60–70 долларов за баррель.

Президент и председатель правления АНК «Башнефть» **Александр Корсик** считает, что давать прогнозы – дело неблагодарное. «В декабре 2013 года одна из ведущих мировых консалтинговых компаний представила доклад, в котором говорилось о влиянии сланцевой революции в США на цены на нефть. С учетом всех факторов в докладе был сделан прогноз: 65–145 долларов за баррель. Вы видите, что произошло. Цены вдруг обвалились по совершенно непонятным причинам, которые мы постфактум пытаемся придумать. Поэтому мой ответ в отношении прогноза: не знаю. Но не для протокола я бы сказал, что верю в то, что цена в этом году будет под 50 долларов за баррель. А дальше жизнь покажет».

Президент РСПП **Александр Шохин** считает, что ожидания цены выше 50 долларов за баррель в настоящее время лишены весомых оснований, хотя «еще недавно равновесной считалась цена 60–70 долларов за баррель». Шохин согласился с Алекперовым, что цена в 41–43 доллара сегодня близка к равновесной, учитывая, что она не среагировала на провал переговоров в Дохе.

Александр Новак подытожил дискуссию: «Практически все коллеги сошлись во мнении, что к концу 2016 года цена на нефть будет от 40 до 50 долларов за баррель, а в 2017 году поднимется еще выше. А 2018 год вообще может стать годом дефицита нефти и недостатка предложений на рынке в результате снижения инвестиций. Мы смотрим в будущее с достаточным оптимизмом, поскольку все циклы когда-нибудь заканчиваются». ☉

По материалам главной пленарной сессии III Национального нефтегазового форума

Аналитическая группа журнала
«Время колдобинга. Время ГРП»

Management Board of JSOC Bashneft, finds it thankless occupation to make forecasts. “In December 2013 one of the leading global consulting companies presented a report on the impact of the shale revolution in the USA on oil prices. All things considered, the report said that the oil price was expected to be 60 to 145 dollars per barrel. Now you see what has happened. The prices came crashing down for no obvious reasons which we are trying to invent post factum. Consequently, my forecast is that I can make no forecasts. However, if not for the record, I would say that this year we will have the price going up to 50 dollars per barrel. As for the more distant future, we will have to wait and see”.

According to **Alexander Shokhin**, President of RSPP, today there are no reasonable grounds to expect the price to be above 50 dollars per barrel, though “until recently the equilibrium price was considered to be 60 to 70 dollars per barrel”. Mr. Shokhin supported Mr. Alekperov in saying that the current price of 41 to 43 dollars per barrel is close to the equilibrium price given the fact that it has not been affected by the failure of Doha negotiations.

To sum up the discussion, Alexander Novak said, “Almost all colleagues are solid in the opinion that by the end of 2016 the oil price will be 40 to 50 dollars per barrel, and grow still higher in 2017. As for the year 2018, it may turn out to be the year of oil shortage and insufficient market supply resulting from the investments being cut. We feel quite optimistic about the future because sooner or later every cycle will come to an end”. ☉

Based on the main plenary session of the III National Oil and Gas Forum

Analytical group, Coiled Tubing Times. Hydraulic Fracturing Times

P.S. Когда верстался номер, 2 июня в Вене состоялось заседание ОПЕК. Ожидалось, что Саудовская Аравия согласится на ограничение добычи нефти, если потолок будет поднят с 32 млн до 32,5 млн баррелей в день. Однако на заседании ОПЕК о введении потолка добычи договориться не удалось, поскольку уровень производства нефти в рамках организации крайне нестабилен на фоне того, как Иран продолжает наращивать объемы добычи, а Ливия и Нигерия испытывают проблемы с поставками.

Цена на нефть марки Brent смогла пережить серьезное испытание этим заседанием ОПЕК. Если накануне него котировки преодолели отметку в \$50 за баррель на фоне ожиданий, то по его итогам цена на нефть обвалилась ниже уровня в \$49 за баррель. В этой ситуации на помощь котировкам пришел отчет Минэнерго США, согласно которому объем запасов сырой нефти в стране снизился на 1,4 млн баррелей. Публикация отчета вызвала отскок цен снова выше отметки в \$50 за баррель.

Получается, что бездействие ОПЕК перекрывается сообщениями о том, что объем предложения на рынке нефти снижается при растущем спросе.



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

РЕДАКЦИЯ

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



ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

PROSPECTS FOR INTELLECTUALIZATION OF OIL PRODUCING WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, И.З. ИСАЕВ, Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. DENISLAMOV, I. ISAEV, Ufa State Petroleum Technological University

Уровень автоматизации систем сбора и подготовки скважинной продукции, а также проектирования и контроля разработки нефтяных месторождений значительно вырос за последние десять лет. В скважинной добыче нефти интеллектуализация скважин происходит не столь интенсивно, и основным достижением за этот промежуток времени является успешное внедрение термоманометрической системы (ТМС) на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Датчики давления и температуры в составе комплекса ТМС выполняют важные функции обеспечения работы УЭЦН в оптимальном режиме, а по показанию датчика давления можно косвенно судить о положении динамического уровня жидкости в скважине. Если вопросы безопасной эксплуатации погружного электродвигателя УЭЦН решены весьма успешно с помощью постоянного контроля пороговых величин температуры масла в корпусе двигателя, силы и частоты тока электропитания ПЭД, то динамический уровень жидкости в скважине определяется на нефтяных промыслах примерно так же, как и 20–30 лет назад. С помощью переносных приборов семейства «Микон» или «Судос» с устья скважины создается акустическая волна, по времени прохождения которой двойного пути до уровня и судят о глубине уровня жидкости [1]. Метод является основным в нефтедобывающей промышленности из-за того, что он недорог и прост в осуществлении. В каждый измерительный прибор закладывается скорость движения звука в газовой среде. Величина параметра зависит от состава и давления попутного нефтяного газа (ПНГ). Если рассматривать межтрубное пространство скважины как сепаратор нефти и газа, то расчеты состава ПНГ по методу Д.Л. Катца [2] показывают, что в зависимости от давления над жидкой фазой состав газа может значительно меняться. Изменяется состав попутного нефтяного газа и от скважины к скважине в пределах нефтяного месторождения, поэтому широко используемый метод оценки динамического уровня несет в себе определенную систематическую погрешность, которой можно избежать при эксплуатации интеллектуальной скважины.

Интерпретация данных ТМС по нефтедобывающим скважинам показывает, что плотность нефти с окклюдируемым газом в зоне от насоса до уровня жидкости может быть в пределах 405–750 кг/м³ [3, 4, 5]. Плотность ПНГ в межтрубном пространстве при высоких давлениях может достигать 40 кг/м³,

Automatic control level in production fluid gathering and processing systems as well as in oil field development design and management has risen significantly over the last decade. Intellectualization rate in oil well production is not so high; so far the main achievement is the introduction of thermomanometric system (TMS) to wells equipped with electrical submersible pump unit (ESP). Pressure and temperature transducers as part of TMS provide optimal ESP performance, pressure transducer data indirectly corresponds to dynamic head in well. Safe operation of ESP motor is accomplished by a constant control of limit values of oil temperature in motor housing, frequency and rate of supply current in electrical submersible motor.

Hydrodynamic head in well is determined by the same method as 20–30 years ago. Mobile tools «Mikon» and «Sudos» create an acoustic wave at the surface, the time of wave travel through double distance to fluid level corresponds to the depth of fluid level [1]. This method is the main in the oil production industry due to its low price and easy handling. Each gauge is set according to sound velocity in gas environment.

This value depends on composition and pressure of the associated petroleum gas (APG). Considering that well annulus is a separator of oil and gas, composition estimation according to the method of D. L. Kats shows that gas composition can vary considerably depending on pressure above the liquid phase. Associated petroleum gas composition also varies from well to well within the oilfield. That is why widely used method of hydrodynamic head evaluation has certain systematic error, which is avoidable when using smart well.

TMS data interpretation in oil producing wells shows that density of oil with occluded gas in the zone from pump to hydrodynamic head can vary within 405–750 kg/m³ [3, 4, 5]. APG density in annulus can reach 40 kg/m³ at high pressure. That is why at the worst case density difference between different fluids remains high. This fact was used for development of technology of measuring hydrodynamic head in well annulus. This technology is based on the installation of several stationary pressure transducers (not less than 4) in this zone [6]. Fluid level is determined as crossing point of 2 «pressure - vertical well depth» dependencies $P = f(H_{\text{vert}})$ in gas and liquid phases in annulus correspondingly. These parameters are obtained in accordance with transducers data. As presented in paper [7], in smart well the key parameter in hydrodynamic head estimation is sliding correlation coefficient of

поэтому плотностная разница между этими разными флюидами остается в самой неблагоприятной ситуации высокой величиной. Этот факт использован для разработки технологии измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве (МП), основанной на установке в этой зоне скважины на стационарной основе нескольких датчиков давления (не менее четырех) [6]. Уровень жидкости определяется как пересечение двух зависимостей давления от вертикальной глубины ствола скважины $P = f(H_{\text{верт}})$, полученных по данным датчиков, соответственно в газовой и жидкостной фазах МП. В статье [7] в качестве определяющего параметра при расчете динамического уровня в интеллектуальной скважине рассмотрена величина «скользящего» коэффициента корреляции зависимости $P = f(H_{\text{верт}})$, который рассчитывается по данным ближайших 3–4-х датчиков давления при применении множества датчиков.

Наличие нескольких датчиков давления в межтрубном пространстве скважины может усилить и систему защиты УЭЦН от попадания свободного газа или высокогазированной жидкости на прием рабочих колес электроцентробежного насоса. В настоящее время при снижении давления в зоне датчика ТМС ниже заданной величины $P_{\text{мин}}$ станция управления скважины отключает электропитание погружного электродвигателя [8]. Между тем давление в газовой фазе межтрубного пространства может быть значительной величиной – до 4 МПа, и, если параметр $P_{\text{мин}}$ установлен на меньшую величину, возможно поступление газа на рабочее колесо насоса и без его отключения. Для исключения такого инцидента в работе УЭЦН мы предлагаем параметр $P_{\text{мин}}$ рассматривать как сумму двух составляющих:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{гидро}} + P_{\text{ГЖР}} \quad (1)$$

где $P_{\text{гидро}}$ – давления столба жидкости над датчиком; $P_{\text{ГЖР}}$ – давления газа над газожидкостным разделом (динамическим уровнем).

Величина давления $P_{\text{ГЖР}}$ будет определяться в постоянном режиме времени станцией управления скважины так же, как и динамический уровень по зависимости $P = f(H_{\text{верт}})$. При отсутствии множества датчиков давления в межтрубном пространстве для успешной защиты УЭЦН достаточно иметь в скважине всего два датчика, один из которых будет в составе термоманометрической системы скважины, а второй должен находиться в межтрубном пространстве на устье скважины. Тогда формула 1 трансформируется в равенство:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{ТМС}} - P_{\text{уст}} \quad (2)$$

где $P_{\text{ТМС}}$ – давление в зоне глубинного насоса, фиксируемое ТМС ПЭД; $P_{\text{уст}}$ – давление в МП на устье скважины.

Интеллектуализация нефтедобывающей скважины – это процесс дорогостоящий и выборочный, поэтому, на наш взгляд, такие скважины появятся в первую очередь на скважинах с большим дебитом по нефти и существующими осложнениями, снижающими

dependency $P = f(H_{\text{верт}})$, which is estimated according to data from the nearest 3–4 transducers (if many transducers are used).

A number of pressure transducers in annulus can improve ESP protection system against entering of non-associated gas or highly aerated fluid at the suction impellers of ESP. At present time, when TMS transducer zone pressure drops below given value ($P_{\text{мин}}$), ESP control unit shuts off ESP power supply [8]. Meanwhile, pressure in gas phase of annulus can be a high value – up to 4 MPa. If parameter $P_{\text{мин}}$ is set to a lower value, gas can enter the pump impeller. In this case pump won't be shut off. In order to eliminate this incident during ESP operation we propose to consider $P_{\text{мин}}$ parameter as a sum of the two components:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{hydro}} + P_{\text{GLC}} \quad (1)$$

where P_{hydro} – pressure of fluid head above transducer, P_{GLC} – gas pressure above gas-liquid contact (hydrodynamic head level).

P_{GLC} as well as hydrodynamic head are constantly determined by ESP control unit from $P = f(H_{\text{верт}})$ dependency. In case the number of pressure transducers in annulus can't be high, only 2 transducers are needed for effective ESP protection: the first one will be a part of thermomanometric system while the second one will be installed at the wellhead in annulus. Subsequently, formula 1 will turn into the following equation:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{TMS}} - P_{\text{wellhead}} \quad (2)$$

where P_{TMS} – submersible pump zone pressure which is determined by TMS in electrical submersible motor; P_{wellhead} – wellhead pressure in annulus.

Intellectualization of oil producing well is an expensive and selective process. That is why in our opinion, the first smart wells will be the ones with high oil rate and wells with complications which reduce defect-free performance period. Electrical submersible pump units can produce hundreds tons of oil per day but in spite of high upward flow velocity tubing can be filled with asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD).

Another key factor in selection of candidate wells for intellectualization is inability to carry out tripping operations with submersible gauges in annulus. That is why gauges must be installed in wellbore in a steady state. These gauges will send all required data to ESP control unit and personnel job site.

The paper studies several methods aimed at enhancement of operation effectiveness of wells with ESP and TMS. In order to remove ARPD from working ESP elements and tubing many oil producing companies use organic solvents. Usually chemical agent at a rate of 500 liters and more is pumped in annulus at the wellhead using mobile pump unit «ЦА-320» [9, 10]. In case there is no pump unit, chemical agent flows by gravity after all associated petroleum gas is blown off. As per regulations, in order to discharge required volume of solvent from elliptical tank there must be volume calibration table, fluid level indicator, sufficient

время безотказной работы глубинно-насосного оборудования. Глубинные электроцентробежные насосные установки способны добывать сотни тонн нефти ежесуточно, и, несмотря на высокую скорость восходящего потока, колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) способна заполняться асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

Другим фактором, предопределяющим выбор скважин с УЭЦН в качестве «умных» скважин будущего, является невозможность проведения спуско-подъемных операций глубинного измерительного прибора по межтрубному пространству скважины. Поэтому измерительные приборы должны находиться в стволе скважины в стационарном исполнении и передавать на станцию управления и на рабочие места персонала нефтегазодобывающего предприятия необходимую информацию.

Рассмотрим несколько методик, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин с УЭЦН и ТМС. Для удаления АСПО с рабочих органов электроцентробежного насоса и колонны НКТ во многих нефтедобывающих компаниях используют органические растворители. Реагент в количестве 500 литров и более, как правило, подают с устья скважины в межтрубное пространство с помощью передвижной насосной установки типа ЦА-320 [9, 10]. При отсутствии агрегата подачу растворителя в скважину ведут самотеком после выпуска попутного нефтяного газа в атмосферу. Для организации слива заданного по технологическому регламенту объема растворителя из эллипсообразной емкости автоцистерны необходима таблица тарировки емкости по объему, уровнемер, хорошая и безопасная освещенность поверхности растворителя либо расходомер между скважиной и автоцистерной. Датчик давления даже в единственном числе в составе системы ТМС способен вести учет объема реагента, поступившего в межтрубное пространство, по величине появившегося дополнительного гидростатического давления. Расчеты показывают, что объем растворителя плотностью 850 кг/м^3 в стандартной скважине с обсадной колонной $\varnothing 146 \text{ мм}$ и колонной лифтовых труб $\varnothing 73 \text{ мм}$ в межтрубном пространстве будет иметь высоту порядка 40 м, а давление, фиксируемое датчиком ТМС, в течение короткого периода времени заливки реагента должно вырасти на 0,34 МПа. Таким образом, на датчик давления возлагается функция контроля своевременности и технологичности выполняемых на скважине работ по удалению АСПО с подземного оборудования.

Экологическая сторона эксплуатации скважин является областью возможной автоматизации с помощью датчиков давления в межтрубном пространстве. Нефтедобывающие скважины, так же как и резервуарные парки, являются источниками потерь углеводородов и загрязнения воздуха рабочей зоны персонала и ближайших населенных пунктов. Разгерметизация скважины происходит по многим причинам:

- плановые или ремонтные работы по глубинному оборудованию, выполняемые бригадами

and safe illumination of solvent surface or flow rate meter between tank and well. Even one pressure transducer as a part of TMS system can keep a record of agent volume pumped in annulus according to additional hydrostatic pressure. Estimations show that annulus volume of solvent with density 850 kg/m^3 in standard well with casing $\varnothing 146 \text{ mm}$ and tubing $\varnothing 73 \text{ mm}$ will be 40 m high. During short time period of agent pumping, pressure recorded by TMS transducer will increase by 0,34 MPa.

Thus, pressure transducer serves as a control tool for timeliness and effectiveness of operations for ARPD removal from subsurface equipment.

Ecological aspects of well operations provide the opportunity to apply annulus pressure transducers for an automatic control. Oil producing wells as well as oil storage tanks are the source of hydrocarbon losses and air contamination of personnel job site and the nearest human settlements. Loss of well containment occurs due to a number of reasons:

- scheduled or repair operations on subsurface equipment, these operations are executed by workover and service crews;
- chemical agent feeding from tank in annulus by gravity;
- emergency APG emission from annulus for ESP performance optimization.

Pressure transducers provide all data required for evaluation of hazardous substances emissions volume (associated petroleum gas): well fluid level and associated petroleum gas pressure. Supposing that $H_{\text{dynamic}} = 1000 \text{ m}$, APG wellhead pressure $P_{\text{wellhead}} = 1,0 \text{ MPa}$ and gas pressure decreases to atmospheric pressure, then emission into the atmosphere would be 112 m^3 of APG approximately. Given that these operations are executed on 20 wells per day within one oil and gas producing company, the overall hydrocarbons emission would be 2240 m^3 . During one year due to well pressure relief operations the volume of emission would be 818 thousand cubic meters of light hydrocarbons and not less than 818 tons of heavy liquid hydrocarbons. These estimations will be executed by «smart» wells in accordance with control station algorithms without human involvement.

The water cut value of produced oil is the most useful information for conducting efficient field operations and effective development of oil deposits. At present time water cut is determined by well fluid sampling at the wellhead with a further composition analysis in a laboratory. Authors of the paper [11] pointed out that wellhead samples do not always provide true data regarding produced fluid composition. Method of water cut determination by moisture meters as a part of automatic pad metering systems is not widely used in oil and gas producing companies. That is why inventions [12, 13] propose to carry out analysis of produced fluid inside the tubing.

Submersible pump is shut off during measurement thus allowing produced fluid to be separated into water, oil and gas under gravity. The disadvantages of both methods are as follows: the well must be shut off,

- капитального и подземного ремонта скважин;
- подача реагентов в межтрубное пространство скважины самотеком из автоцистерны;
- экстренный выпуск ПНГ из межтрубного пространства для оптимизации работы глубинного электроцентробежного насоса.

Датчики давления выдают всю необходимую информацию для оценки объемов выбросов вредных веществ (попутного нефтяного газа) в атмосферу: величину уровня жидкости в скважине и давления попутного нефтяного газа. Если $H_{\text{дин}} = 1000$ м, а давление ПНГ на устье скважины $P_{\text{уст}} = 1,0$ МПа, то при снижении давления газа до атмосферного в атмосферу попадет примерно 112 м^3 попутного нефтяного газа. Если по нефтегазодобывающему предприятию в среднем за сутки такие работы выполняются по 20 скважинам, то общие выбросы углеводородов составят 2240 м^3 . За год благодаря разрядке скважин в атмосферу попадет примерно 818 тыс. м^3 легких углеводородов или не менее 818 т в жидком эквиваленте тяжелых углеводородов. Приведенные расчеты будут выполняться «умными» скважинами практически без участия человека по заложенным в станцию управления алгоритмам.

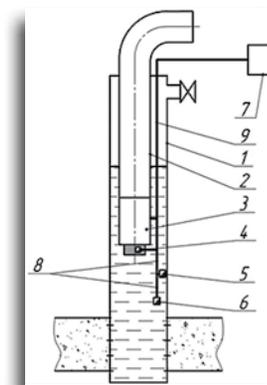
Обводненность добываемой скважинной нефти является наиболее востребованной информацией для ведения оперативной промысловой работы и успешной разработки нефтяной залежи. Сегодня задача решается путем периодического отбора устьевых проб скважинной жидкости с дальнейшим определением состава жидкости в лабораторных условиях. Авторы статьи [11] справедливо отметили, что устьевые пробы не всегда могут соответствовать истинному составу добываемой скважинной жидкости. Определение обводненности скважинной продукции с помощью влагомеров автоматической групповой замерной установки не нашло широкого применения в нефтегазодобывающих компаниях, поэтому в изобретениях [12, 13] предложено диагностику состава скважинной продукции (СП) перенести во внутреннее пространство колонны лифтовых труб. На время измерений работа глубинного насоса останавливается, и в результате гравитационного разделения СП разделяется на воду, нефть и газ. Недостатком обоих методов является необходимость остановки скважины и ожидания гравитационного перераспределения флюидов в колонне лифтовых труб. Поставленная задача решается без остановки скважины на период измерений, если скважину рассматривать как вертикальный трубопровод с однородным – эмульсионным составом без свободного газа. На скважинах с УЭЦН, имеющих частотно регулируемый привод, в зоне от насоса до кровли продуктивного пласта стационарно располагают два датчика давления на небольшом расстоянии друг от друга. Схема расположения датчиков в стволе скважины приведена на рис. 1. В зоне датчиков 5 и 6 на время измерения обводненности давление поддерживается выше величины давления насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$ путем намеренного снижения частоты тока питания ПЭД и, как следствие, снижения производительности электроцентробежного насоса.

gravitational fluids redistribution takes some time. There is no need for well shut-off in case the well is considered as a vertical pipeline with homogeneous emulsion without non-associated gas. In wells equipped with ESP with variable speed drive two stationary pressure transducers are installed within close range of each other within a wellbore from pump to reservoir top. Fig. 1 illustrates configuration of pressure transducers within a wellbore. During water cut measurement in the area of transducers 5 and 6 pressure remains above the bubble point pressure P_{bpp} . This is achieved by planned reduction of frequency of submersible motor supply current and consequent reduction of ESP productivity.

In this case pressure difference between two transducers can be written as:

$$P_1 - P_2 = \rho_f \cdot g \cdot (H_1 - H_2) + P_{\text{fr}}, \quad (3)$$

where P_1 – transducer 1 pressure (lower), Pa; P_2 – transducer 2 pressure (upper), Pa; H_1 – vertical depth according to transducer 1, m; H_2 – vertical depth according to transducer 2, m; ρ_f – average fluid density between two transducers, kg/m^3 ; P_{fr} – friction pressure drop, Pa.



1 – обсадная колонна нефтедобывающей скважины; 2 – колонна НКТ; 3 – глубинная насосная установка (ЭЦН) с погружным электродвигателем (ПЭД); 4 – датчик давления в составе ТМС; 5 – верхний датчик давления; 6 – нижний датчик давления; 7 – станция управления скважиной; 8 – кабель электропитания датчиков и канала обратной связи; 9 – штатный кабель электропитания ПЭД, совмещающий функцию обратной связи со станцией управления

1 – production casing, 2 – tubing, 3 – electrical submersible pump (ESP), 4 – pressure transducer as a part of TMS system, 5 – upper pressure transducer, 6 – lower pressure transducer, 7 – well control unit, 8 – supply cable for transducer and feedback channel, 9 – power supply cable for submersible motor with a function of feedback channel to well control unit

Рисунок 2 – Датчики давления для определения обводненности скважинной продукции

Figure 1 – Pressure transducers for water cut determination

Density of two-phase production fluid without non-associated gas is determined by the additive formula:

$$\rho_F = \rho_w \cdot f_w + \rho_o \cdot (1 - f_w), \quad (4)$$

where ρ_w – water density at the average pressure

$$\rho_{\text{av}} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \text{ kg}/\text{m}^3;$$

ρ_o – reservoir oil density at the average pressure kg/m^3 ; f_w – production fluid water cut expressed as a decimal fraction.

When the distance between transducers 1 and 2 is small, P_{fr} value can be neglected. Consequently, water cut

В этом случае разность давлений между двумя датчиками можно записать в виде:

$$P_1 - P_2 = \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_1 - H_2) + P_{тр}, \quad (3)$$

где P_1 – давление в зоне первого – нижнего датчика, Па; P_2 – давление в зоне второго – верхнего датчика, Па; H_1 – глубина по вертикали первого датчика в м; H_2 – глубина по вертикали второго датчика, м; $\rho_{ж}$ – средняя плотность жидкости между двумя рассматриваемыми датчиками в $кг/м^3$; $P_{тр}$ – потеря давления на трение, Па.

Плотность двухфазной скважинной продукции при отсутствии свободного попутного нефтяного газа определяется по аддитивной формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_{в} \cdot f_{в} + \rho_{н} \cdot (1 - f_{в}), \quad (4)$$

где $\rho_{в}$ – плотность воды в $кг/м^3$ при среднем давлении

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2};$$

где $\rho_{н}$ – плотность пластовой нефти в $кг/м^3$ при среднем давлении p_{cp} ; $f_{в}$ – обводненность скважиной продукции, выраженная в долях от единицы.

Параметром $P_{тр}$ при небольшом расстоянии между датчиками 1 и 2 можно пренебречь, поэтому, используя формулы 3 и 4, выразим искомую обводненность $f_{в}$:

$$f_{в} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_{н}}{\rho_{в} - \rho_{н}}. \quad (5)$$

Работоспособность методики апробирована по данным скважины, расположенной на залежи нефти пластово-сводового типа на северо-западе Республики Башкортостан. В таблице 1 дана исходная информация по скважине.

Давление в зоне верхнего датчика давления поддерживается на время измерений выше давления насыщения нефти газом: $P_2 > P_{нас}$ ($51 > 50$), поэтому в зоне между двумя датчиками в нефти отсутствует свободный газ, а плотность нефти будет практически неизменной величиной в этой зоне.

Плотности нефти и попутной воды в пластовых условиях равны соответственно 850 кг/м^3 и 1176 кг/м^3 .

По формуле 5 находим обводненность скважины:

$$f_{в} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_{н}}{\rho_{в} - \rho_{н}} = \frac{\frac{(62,8 - 51,0) \cdot 10^5}{(1271 - 1147) \cdot 9,81} - 850}{1176 - 850} = 0,368.$$

Рассчитанная по предложенной методике обводненность скважиной продукции (СП) равна 36,8 %. По данным устьевых проб средняя обводненность СП равна 36,0 %. Небольшая величина расхождения объясняется тем, что

f_w can be expressed using formulas 3 and 4:

$$f_w = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}. \quad (5)$$

Operational capability of this method was tested on well in layer-uplifted oil deposit which is located in the northwestern part of Republic of Bashkortostan. Table 1 presents basic well data.

Таблица 1 – Геолого-промысловая информация по нефтяной скважине

Table 1 – Geological field data on oil producing well Bottomhole pressure

Забойное давление Bottomhole pressure	Давление датчика ТМС в зоне ПЭД Pressure according to TMS transducer in submersible motor zone	Глубина забоя, вертикальная Vertical bottomhole depth	Глубина установки ТМС в зоне ПЭД TMS depth in submersible motor zone	Давление насыщения нефти газом Bubble point pressure
$P_1, \text{ атм/atm}$	$P_2, \text{ атм/atm}$	$H_1, \text{ м/m}$	$H_2, \text{ м/m}$	$P_{нас/bbp}, \text{ атм/atm}$
62,8	51	1271	1147	50

Pressure in upper transducer zone remains above the bubble point pressure: $P_2 > P_{bbl}$ ($51 > 50$), that is why there is no non-associated gas between two transducers; oil density is almost a constant value in this zone.

Densities of oil and associated water under reservoir conditions are equal to 850 kg/m^3 and 1176 kg/m^3 correspondingly.

Well water cut is calculated by the formula 5:

$$f_w = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} = \frac{\frac{(62,8 - 51,0) \cdot 10^5}{(1271 - 1147) \cdot 9,81} - 850}{1176 - 850} = 0,368.$$

Well fluid water cut calculated by the proposed method is 36.8 %. According to wellhead sampling data the average water cut is 36.0 %. Small difference is due to the fact that well fluid is an emulsion composition. This fact predetermines homogeneous fluid composition in wellhead sampling tool and increases authenticity of wellhead fluid samples.

Conclusions. The paper presents technical solutions for «smart» oil producing well that suggest the application of pressure transducers inside the well. Several pressure transducers installed in wellbore and additional tools will perform the following procedures:

1. Hydrodynamic fluid head will be constantly estimated with smaller margin of error without personnel involvement. Fluid level database will maintain oil production and provide highly-effective oil field development.

2. ESP protection from non-associated gas entering at pump suction impellers will be enhanced by monitoring associated gas pressure in annulus as a component of minimum allowed pressure in ESP zone.

3. Pressure transducer as a part of TMS will provide the opportunity to register hydrostatic pressure increase.

скважинная продукция является эмульсионным составом, а это предопределяет гомогенный состав флюидов в зоне устьевого пробоотборника и повышает достоверность устьевых проб жидкости.

Выводы. В статье приведены технические решения для «умной» нефтедобывающей скважины, связанные с эксплуатацией в скважине такого измерительного устройства, как датчик давления. С помощью нескольких датчиков давления, расположенных в стволе скважины, и дополнительных устройств в таких скважинах в автономном режиме будут выполняться следующие процедуры:

1. Динамический уровень жидкости в скважинах будет оцениваться в постоянном режиме времени без участия персонала предприятия и с меньшей погрешностью. Полученная таким образом информационная база данных по уровням жидкости станет основой для обеспечения текущей добычи нефти и высокоэффективной разработки нефтяного месторождения.

2. Защита УЭЦН от попадания свободного газа на прием насоса будет усилена путем учета давления попутного газа в межтрубном пространстве как составной части минимально допустимого давления в зоне электроцентробежного насоса.

3. С помощью датчика давления в составе ТМС скважины становится возможным фиксирование повышения гидростатического давления, соответствующего по величине объему поданного в межтрубное пространство органического растворителя для удаления АСПО из насоса и колонны НКТ. Таким образом организуется контроль своевременности и технологичности скважинных обработок.

4. Подсчет объемов выбросов углеводородов из скважин при их эксплуатации станет возможным с помощью информации от датчиков давления, количественно характеризующих попутный нефтяной газ в скважине.

5. Важнейшая информационная составляющая – обводненность скважинной продукции в скважинах с УЭЦН может определяться в скважинных условиях без остановки работы глубинного насоса. С помощью датчиков давления оценивается состав пластовой продукции при условии поддержания давления в зоне датчиков выше величины давления насыщения нефти газом.

В статье описана принципиальная модель интеллектуальной нефтедобывающей скважины, которая может быть реализована в первую очередь на скважинах с установками электроцентробежных насосов. Со временем такая модель может быть дополнена другими техническими устройствами и решениями, которые бы значительно продлили время безаварийной и высокопроизводительной работы глубинно-насосного оборудования. ©

This pressure increase corresponds to the volume of organic solvent pumped in annulus for ARPD removal from pump and tubing. Thus, pressure transducer will provide control of timeliness and effectiveness of well treatments.

4. It will be possible to conduct evaluation of hydrocarbons emissions using pressure transducers data that monitor associated petroleum gas in the wellbore.

The most important data – well fluid water cut will be determined inside the well without pump shut-off. Pressure transducers will evaluate reservoir fluid composition considering that pressure in transducers zone remains above the bubble point pressure.

The paper describes conceptual model of smart oil producing well. In the first place this model can be implemented in wells with ESP. In the long term this model can be improved by other technical tools and solutions that will increase effective and defect-free performance period of submersible pump equipment. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
2. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. – М.: Недра, 1971. – 256 с.
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., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов/«Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»: сб. науч. тр. – Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография». – 2014. – С. 243–250.
5. Вольпин С.Г., Корнаева Д.А., Свалов А.В., Штейнберг Ю.М. Способ определения давления насыщения нефти газом//Патент РФ на изобретение № 2521091. Оpubл. 27.06.2014.
6. Денисламов И.З., Еникеев Р.М. Способ определения уровня жидкости в скважине//Патент РФ на изобретение № 2559979. Оpubл. 20.08.2015. Бюл. № 23.
7. Денисламов И.З., Еникеев Р.М., Денисламова Г.И. Перспективы исследования интеллектуальных нефтедобывающих скважин// Время колтюбинга. – 2014. – № 3 (049). – С. 56–58.
8. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах: Учеб. пособие. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 88 с.
9. СТП – 174 – 2005. Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от органических и неорганических отложений на месторождениях Чекмагушевского УДНГ/Ф.С. Гарифуллин, С.В. Дорофеев, К.Ю. Муринов и др. – Уфа: ДООО «Геопроект». – 2005. – 33 с.
10. Ежов М.Б., Насибуллин Д.Р., Акулин Р.С. Результаты промысловых испытаний реагента РКДмд на Янгурчинском месторождении ООО «Башнефть-Добыча»//Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: научно-практич. конф. – Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2012. – С. 44–45.
11. Пелевин Л.А., Саттаров М.М., Баймухаметов К.С. Принципы и методы контроля и регулирования процесса разработки месторождений Башкирии в поздней стадии эксплуатации// Сборник докладов всесоюзного совещания – М., 1968. – С. 185–203.
12. Хисамов Р.С., Халимов Р.Х., Хабибрахманов А.Г. и др. Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины//Патент РФ на изобретение № 2520251. Оpubл. 20.06.2014.
13. Коровин В.М., Адиев И.Я., Сафиуллин И.Р., Садрутдинов Р.Р., Валеев М.Д. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом// Патент РФ на изобретение № 2533468. Оpubл. 20.11.2014.

ДОБЫЧА НЕФТИ ИЗ ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ВОДЯНЫХ ТАМПОНОВ И КОЛТЮБИНГА

OIL PRODUCTION FROM WATER-FLOODED LAYER USING WATER TAMPING AND COILED TUBING

Ю.А. БАЛАКИРОВ, профессор, академик Международной академии наук высшей школы; В.Н. БРОВЧУК, супервайзер нефтегазопромысловых процессов, Я.М. БОЙКО, инженер-технолог

Yu. BALAKIROV, professor, academician, member of the International Higher Education Academy of Sciences V. BROVCHUK, oil and gas field supervisor; Y. BOYKO, production engineer

При вторичном вскрытии пласта, в особенности в ночное время, зачастую из-за влияния человеческого фактора промер буровых труб, а заодно и глубина пробуренных участков пласта осуществляется с искажениями. Вследствие этого истинная глубина оказывается иной, и при вызове притока в процессе освоения скважины включается водяной пропласток, назовем его образно «пришельцем», не предусмотренный в проекте строительства скважины, что влечет целый комплекс негативных последствий при дальнейшей работе скважины.

Основное отрицательное следствие ошибки промера глубины пробуренных пластов заключается во внепластовых работах по ликвидации поступления «чуждой» воды из обводненного пропластка, требующих дополнительных расходов финансовых средств.

Специалисты хорошо знакомы с многообразием различных способов ликвидации притока такой воды в продуктивную часть пластовой системы.

Колтюбинговые технологии позволяют пополнить этот арсенал. В данной статье мы предлагаем один из способов применения гибкой трубы для указанных целей. Механизм предложенного способа базируется на использовании дополнительной гидродинамической нагрузки с помощью колтюбинга и водяных тампонов, возникающих в результате ограничения поступления воды из пласта-«пришельца» и всплытия пузырьков нефти и газа в межтрубном пространстве между НКТ и гибкой трубой, что условно показано на рис. 1.

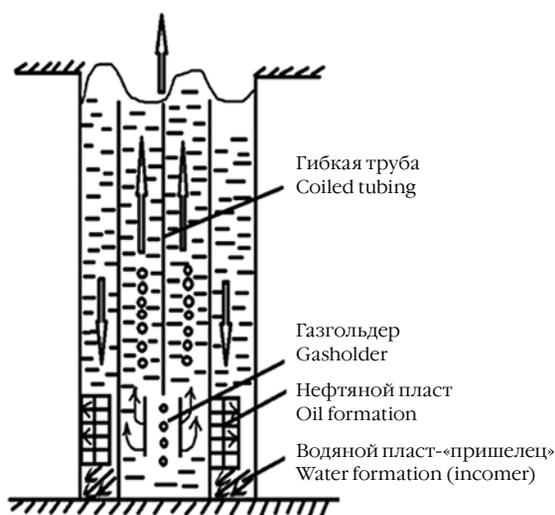
Гибкая труба диаметром 1" или 1/2" снабжена на конце головкой распылителя, который в процессе работы по предложенной технологии будет создавать эффект водяного газгольдера, ограничивающего приток воды из пласта-«пришельца».

Often during casing perforation especially at night time, measurement of drilling pipes and formation depths is performed incorrectly due to human-factor aspect. Thus, the real depth is different and during well inflow stimulation fluid is produced from aquifer, so-called «newcomer». This aquifer is not considered in well construction design. This causes a lot of difficulties during further production.

The main negative effect of human error in depth measurement is the extraneous operation of water shut-off treatment that requires additional costs.

Professionals are well-acquainted with a wide diversity of different methods to shut off water inflow in productive formation system.

Coiled tubing technologies are also one of these methods. This paper proposes one of methods to apply coiled tubing for the above-mentioned purposes. The proposed method is based on the creation of hydrodynamic load by coiled tubing and water tamping zones. These zones develop as a result of inflow restriction from the «newcomer» formation and oil-gas bubbles floating up in the void between production tubing and coiled tubing as shown in fig. 1.



≡ — пластовая вода
formation water

⊙ ⊙ ⊙ — пластовый газ
formation gas

Рисунок 1 – Условная совмещенная схема ограничения воды с помощью водяного тампона, газгольдера и колтюбинга
Figure 1 – Combined scheme of water restriction using water tamping, gasholder and coiled tubing

В результате ограничивающего действия притока воды и газа из пласта «пришельца» тоже поднимается и создает дополнительную нагрузку на пласт-«пришелец».

В результате всех описанных процессов внутри скважины в пространстве между НКТ и гибкой трубой поток пластовой жидкости будет отклонен и ограничен с созданием газовой «тампона» с механизмом ограничения поступления воды и газа в скважину из пласта-«пришельца».

Водяной тампон и работу скважинного газгольдера можно упрочнить с помощью многофазной пены и различных химических материалов.

При повторном увеличении притока воды из пласта-«пришельца» процесс ограничения поступления воды можно будет повторить, благо для этого не требуется усложнять подземную инсталляцию скважины.

На рисунке 1 схематично показан предлагаемый процесс в совокупном технологическом исполнении.

Совершенно очевидно, что предлагаемая технология ограничения поступления «чуждой» воды из пласта-«пришельца» позволит добиться положительного результата со значительным экономическим эффектом. ☉

Coiled tubing string with 1 or ½ inches diameter is equipped with a spraying nozzle that will create the effect of water gas-holder that restricts water inflow from the «newcomer» formation. As a result of water and gas inflow restriction, gas from the «newcomer» formation is floated up thus creating additional load on the «newcomer» formation.

As a result of these operations formation fluid inflow in the void between production tubing and coiled tubing will be diverted and restricted by gas-water tamping effect and the process of restriction of water and gas inflow from the «newcomer» formation.

Water tamping and well gasholder performance can be improved by the application of multiphase foam and different chemicals.

During subsequent enhancement of water inflow from the «newcomer» formation, the process of water restriction can be repeated. This can be performed without intervention in well subsurface system.

Figure 1 shows the proposed process with all technological equipment.

It is quite clear that the proposed technology of restriction of water inflow from the «newcomer» formation will result in positive effect with significant economic benefits. ☉

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY

NEWSLETTERS – WEEKLY

OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY

NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org

РЕАНИМАЦИЯ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

В.С. ВОЙТЕНКО, д. т. н., профессор, академик РАЕН, председатель Белорусского горного общества,

С.С. НОВИКОВ, генеральный директор ООО «ПКФ «Недра-С» (Астрахань)

При стандартных технологиях добычи нефти принятая сегодня консервативная величина средневзвешенного коэффициента извлечения нефти (КИН) для открытых традиционных месторождений нефти составляет 22%. Касательно же нетрадиционных запасов нефти его значение оценивается в 10%. То есть при традиционных подходах в недрах на отработанных или находящихся на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений остаются огромные запасы жидких углеводородов.

К примеру, по имеющейся оценке американских специалистов, только в Техасском регионе количество неизвлеченной традиционной нефти из таких месторождений превышает 200 млрд баррелей.

Нарушение темпов добычи нефти, часто необоснованные форсированные режимы привели к целому ряду отрицательных последствий: преждевременным прорывам пластовых вод к добывающим скважинам (доля воды в извлекаемой нефти достигает 70–80%, а в отдельных случаях 90 и более процентов); образованию изолированных водой участков залежей; снижению пластовых давлений и прекращению фонтанной добычи нефти (доля фонтанирующих скважин часто не превышает 10% от действующего фонда); необратимым изменениям свойств насыщенных коллекторов и др. В результате миллиарды тонн нефти остаются в недрах и не могут быть извлечены при стандартных технологиях разработки месторождений. Проблема надежного выделения экранированной (погребенной) нефти пока остается нерешенной.

Все труднее и все с большими капиталовложениями приходится компенсировать добычу нефти приростом запасов. Причем открываемые месторождения характеризуются все меньшими и меньшими запасами с преобладанием низкопроницаемых коллекторов и доли трудноизвлекаемых нефтей, в том числе тяжелых высоковязких.

При традиционных технологиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений все эти факторы все больше не только осложняют проблему удовлетворения возрастающего спроса на нефть, но и предопределяют тенденцию к падению годовой добычи нефти.

Между тем разведанные к настоящему времени в пределах континентальной суши мировые запасы нефти ненадолго обеспечат растущие

потребности людей. По мнению вице-президента РАЕН академика Е.А. Козловского, ее хватит на 40 лет. Причем, по утверждению специалистов, интенсивность потребления нефти в ближайшие 50 лет увеличится в 2,0–2,2 раза. При стандартных подходах это потребует увеличения объемов буровых работ (самой капиталоемкой части разведки и добычи нефти) более чем в 5 раз.

Таким образом, мир уже сегодня, возможно, находится на пороге «нефтяного голода». К слову сказать, такое же положение характерно в целом практически для всех минерально-сырьевых ресурсов жизнеобеспечения.

Для решения проблемы могут быть задействованы несколько подходов.

Первый из них заключается в наращивании добычи нефти за счет форсирования работы эксплуатационного фонда скважин и повышения темпов отбора жидкости. Однако однозначно можно констатировать, что такой подход только усугубит положение – приведет к резкому снижению КИН.

Второй путь предполагает компенсацию добычи приростом промышленных запасов. При традиционных решениях и применяемых нынче технологиях разведки, бурения и разработки месторождений для его осуществления потребуются большой объем капитальных затрат и организационно-технических мероприятий. Необходимо будет бурить тысячи добывающих скважин с общим объемом проходки горных пород, исчисляемым десятками миллионов метров. Исходя из реальной ситуации, такой подход следует оценивать как малоперспективный.

Наиболее эффективным и одновременно реальным является третий подход, при котором задачу поддержания топливно-энергетического ресурса на жизненно необходимом уровне предусматривается решить на основе научно-технического прогресса – за счет промышленного освоения уже разработанных высоких («прорывных») технологий поиска, разведки, добычи и высококоррелябельной переработки нефтей разных категорий. В этом случае будет не только предотвращено снижение уровня добычи, но и при минимальных затратах обеспечен его устойчивый подъем за счет возврата на уже отработанные месторождения, разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе и тяжелой (высоковязкой) нефти.

МИРОВАЯ ПРАКТИКА И ТЕНДЕНЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Современное мировое потребление нефти составляет 1600 млн м³ в год, что составляет 8% от открытых и доказанных запасов, а мировая ресурсная база традиционных месторождений равна 1 557 000 млн м³, нетрадиционных месторождений (нефтеносные пески) 47 7000 млн м³. Причем ресурсная база определена как количество нефти с доказанными запасами в естественном залегании.

В перспективе целью нефтедобычи является повышение КИН до 70% от ресурсной базы традиционных месторождений нефти (МН) и 30–50% нетрадиционных нефтей – сверхтяжелых, высоковязких. Единственный реальный путь достижения этой цели – повышение нефтеотдачи с применением инновационных технологий.

Целью усилий при этом является каждый дополнительный процент извлечения обширных открытых запасов нефти и добычи нефти из отработанных коллекторов.

Следует отметить, что надежность поставок нефти будет зависеть от продолжающейся и нарастающей разработки месторождений Среднего Востока, Северной Африки, нетрадиционных месторождений, новых месторождений на морском шельфе и труднодоступных нефтеносных бассейнов.

Насколько конкурентоспособны современные методы повышения нефтеотдачи? Экономика поиска новых месторождений в большинстве регионов мира фактически выглядит намного привлекательнее, чем «выжимание» остатков нефти из старых выработанных месторождений. Однако эта ситуация временная. Она характерна для стран – экспортеров нефти с огромными доказанными и извлекаемыми запасами (Россия, Саудовская Аравия), и, как показывает практика, экстенсивный путь развития добычи (имеется в виду форсированная добыча – задача как можно в более короткий срок получить максимальную прибыль) не выход из ситуации, так как огромное количество нефти просто по причине «аппетитов» остается в пластах.

Дальнейшая мировая добыча нефти зависит от глобального осредненного коэффициента извлечения нефти, т.е. доли технически извлекаемой нефти от всего ее количества, находящегося в недрах (табл. 1). Первый этап добычи нефти зависит от наличия, состояния и вида природной пластовой энергии в естественном залегании.

В большинстве нефтеносных коллекторов мира наиболее распространенной движущей силой процесса добычи нефти является вытеснение ее растворенным газом. Данная технология обеспечивает извлечение до 20% от общего объема нефти в коллекторе.

Этот первичный процесс добычи обычно дополняется на раннем этапе разработки

Таблица 1 – Ожидаемые коэффициенты извлечения нефти (КИН)

Этапы и способы разработки	КИН, %
Первичные методы	
Упругий режим (нефти, воды, вмещающих пород)	<5
Самовытеснение растворенным газом	<20
Вытеснение естественной головной «шапкой»	<30
Гравитационный дренаж (сток к скважине за счет депрессии)	<40
Естественный водонапорный режим (вытеснение подземными водами, стекающими под слой нефти)	<60
Вторичные методы	
Рециркуляция газа (закачки в коллектор отделенного на поверхности от нефти газа, а также дополнительно нагнетаемого газа)	<70
Принудительное заводнение (нагнетание по контуру нагнетательных скважин с поверхности) и др.	
Третичные методы	
Термические (паровой прогрев пласта, внутрипластовое горение, закачка горячей воды)	<80
Смесительные (закачка углекислоты, углеводородных газов, дымовых и/или выхлопных газов). Закачка химических реагентов (полимеров, ПАВ) и др.	

методами вторичной разработки, состоящими в повторной закачке в коллектор газа (так называемый сайклинг-процесс, или циклический процесс) и принудительном заводнении.

По приблизительной оценке, треть нефтеносных коллекторов в мире эксплуатируется на естественном заводнении за счет притока в коллектор подземных вод. Если процессы вторичного извлечения нефти применяются с начала добычи, а это ныне обычная практика разработки новых месторождений, или позднее, в период первого этапа разработки, такой технологический режим определяют как режим поддержания пластовых давлений (ППД).

Третичные методы применимы в конце второго этапа разработки месторождения. Они могут быть тепловыми, смесительными либо физико-химическими процессами, применением которых пытаются «выжать» как можно больше оставшейся в коллекторе нефти.

Самой успешной из этих технологий для добычи нефти средней и малой плотностей является вытеснение углекислым газом. Тридцатилетний опыт применения в США показывает, что после принудительного заводнения удается извлечь дополнительно от 7 до 15% нефти в зависимости от ее вязкости, проницаемости коллектора, глубины его залегания и применяемого метода повышения нефтеотдачи.

Массированные закачки в нефтеносные пласты таких веществ, как вода или газ, повышающих естественную энергию (давление) коллектора, не были нормой до 1960-х годов. Но даже теперь для применения этих методов обычно выбирают лишь крупномасштабные коллекторы.

Более того, не все технологии повышения нефтеотдачи применимы ко всем коллекторам и типам нефти. Как следствие, много нефтяных коллекторов, особенно небольших и средних по запасам, дающих около половины мировой добычи нефти, остаются без применения вторичных методов извлечения.

Как правило, коэффициент извлечения нефти КИН = 15–20%, соответствующий механизму самовытеснения нефти растворенными или скопившимися над ее поверхностью в коллекторе углеводородными и сопутствующими им газами, обычно служит исходной оценкой возможных объемов добычи нефти для вновь открытых месторождений до тех пор, пока не будут рассмотрены другие методы добычи. Хорошим примером завышения извлекаемых запасов служит сертификация открытого на шельфе Китая нефтяного месторождения Наилу. Вначале компания «Петро-Чайна» установила для него КИН 40%, но позднее понизила его до 20%.

В литературе приводится несколько статистических оценок возможных КИН в интервале от 27 до 35%. Министерство геологии США определило средний КИН = 40%.

Средневзвешенный КИН для шельфа Северного моря равен 46% – наивысшее в мире значение достигнуто благодаря впечатляющему

Решение проблемы увеличения добычи нефти сегодня прежде всего должно быть связано не с компенсацией добычи приростом запасов, а с промышленным освоением прорывных технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН как минимум до 70%.

применению вторичных методов разработки в течение всего срока эксплуатации месторождений. Примером одного из самых лучших месторождений является Статфьорд с КИН = 66%.

По прогнозам, на месторождении Прадхо-Бэй на Аляске будет достигнут КИН = 47%, благодаря рано начатым закачкам газа и воды, вслед за которыми закачивали смешивающиеся с нефтью углеводородные газы.

Опыт разработки месторождений Северного моря показал, что из коллекторов с запоздавшей программой ППД удастся извлечь на 10% нефти

меньше, чем из месторождений, на которых такая программа применена с начала разработки.

Накопленная мировая добыча нефти еще не достигла половины извлекаемых запасов, и, хотя «сливки» нефтедобычи сняты, а остаточные (худшие по условиям залегания и качеству) запасы потребуют для добычи значительно больших усилий и затрат, широкие возможности для разработок и применения новых методов, повышение нефтеотдачи сохранится на длительную перспективу.

Приведенный краткий анализ показывает, что решение проблемы увеличения добычи нефти сегодня прежде всего должно быть связано не с компенсацией добычи приростом запасов, а с промышленным освоением прорывных технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН как минимум до 70%.

Такие технологии в настоящее время разработаны, некоторые из них, на наш взгляд, наиболее перспективные для решения обозначенной проблемы, мы рассмотрим подробнее.

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ, УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТОВ СКВАЖИН И КИН

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В нефтегазовом комплексе к прорывным технологиям можно однозначно отнести колтюбинговые, которые позволяют коренным образом изменить подходы не только к поиску,

но и к добыче нефти и газа.

Их привлекательность обеспечивается коммерческим успехом, техническим, экономическим, экологическим и социальным эффектом.

Коммерческий успех предопределяется многофункциональностью колтюбинговых установок, позволяющих успешно удовлетворять самые различные

требования заказчика. Сегодня с их помощью в нефтегазовом комплексе можно осуществлять более сотни разнообразных операций при исследовании, капитальном ремонте и бурении скважин.

Технический эффект обеспечивается возможностью проведения внутрискважинных работ без предварительного их глушения, исключения присущих традиционным методам трудоемких работ при СПО; возможностью выполнения различных работ в сильно искривленных скважинах и успешностью бурения на депрессии боковых, дополнительных

и горизонтально-разветвленных стволов, а также заканчивании скважин с сохранением коллекторских свойств нефтегазовых пластов.

Экологический эффект заключается в уменьшении вредного воздействия на биосферу за счет обеспечения герметичности циркуляционной системы, уменьшения объемов буровых растворов и рабочих жидкостей, резкого уменьшения опасности возникновения открытых нефтегазовых фонтанов.

Экономический эффект убедительно иллюстрируется следующими примерами из промышленной практики.

Так, применение колтюбинговых технологий позволяет повысить в 2–10 раз производительность труда и снизить себестоимость работ на большом круге операций внутрискважинных работ. Наиболее значительный эффект колтюбинга – при бурении. Возможность вскрытия продуктивных пластов на депрессии позволяет сохранять их природные коллекторские свойства, чем обеспечивается многократное (в 5–10 и более раз) увеличение дебитов скважин.

Особенно перспективным является применение колтюбинговых агрегатов при бурении боковых и горизонтально-разветвленных дополнительных стволов при восстановлении бездействующих и малодебитных скважин на поздней стадии разработки истощенных месторождений, вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и возврата на уже отработанные нефтегазовые залежи.

По имеющейся оценке, применение колтюбинговых технологий позволяет уже сегодня вовлечь в разработку значительную часть, а в перспективе – практически все забалансовые запасы углеводородов и дополнительно добывать только в России до 50 млн тонн нефти и до 30 млрд м³ газа ежегодно.

Еще одно весомое преимущество: зачем бурить новую скважину, если можно «реанимировать» старую, затратив при этом гораздо меньше ресурсов? То есть расконсервирование скважин и бурение из них на депрессии – один из самых перспективных вариантов использования колтюбинговых технологий. Как мы отмечали, при традиционных подходах в недрах на отработанных или находящихся на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений остаются огромные запасы углеводородов. По имеющейся оценке, только в США количество неизвлеченной нефти из таких месторождений составляет 218 млрд баррелей. При решении проблемы доступа к этим запасам американские ученые пришли к выводу, что наиболее выгодный путь заключается в бурении микроскважин (диаметром менее 4^{3/4}) между существующими и из стволов ранее пробуренных и отработанных скважин. Есть примеры бурения более сотни боковых стволов диаметром 2^{1/2} из существующей

скважины с увеличением дебита нефти с 3000 до 8000–10 000 баррелей в сутки.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ УДАРНЫХ ВОЛН

Среди способов, применяемых для восстановления производительности нефтяных и увеличения приемистости нагнетательных скважин, особенно привлекательны (из-за простоты применения и относительно низкой себестоимости) гидрофизические, в частности, базирующиеся на принципах использования энергии ударных волн.

Ударные волны являются частным случаем упругих волн большой амплитуды, фаза сжатия которых распространяется с большей скоростью, чем фаза растяжения. Основное свойство волн, независимо от их природы, состоит в том, что в форме (виде) волн осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Упругая энергия (энергия звука) передается по акустическим волноводам, представляющими собой каналы с четкими границами в виде стенок, свойства которых резко отличаются от свойств внутренней и наружной сред или каналы, возникающие за счет резкой разницы свойств внешней и внутренней сред.

Во всех этих случаях поток энергии во внешнюю среду, как правило, незначителен и им можно пренебречь. Буровая скважина является наглядным примером акустического волновода.

В скважине с зацементированной обсадной колонной распространяются те же типы волн, что и в открытом стволе. Обсадная колонна и цементное кольцо представляют собой два тонких слоя на поверхности стенки скважины, толщина которых много меньше длин продольных и поперечных волн.

Энергетической характеристикой упругих (звуковых) волн является интенсивность звука – энергия, переносимая звуковой волной через единицу поверхности, перпендикулярную направлению распространения волны в единицу времени. Интенсивность звука зависит от амплитуды звукового давления, свойств среды и формы волны.

При распространении звуковой волны в заданном направлении происходит постепенное ее затухание, то есть уменьшение интенсивности и амплитуды. При этом поглощение звука заметно возрастает с увеличением его частоты. Поэтому высокочастотный ультразвук (частота выше 20 000 Гц) и гиперзвук (частота в диапазоне от 109 до 1012–1013 Гц) распространяются, как правило, лишь на очень малые расстояния, часто всего на несколько сантиметров.

В атмосфере, в водной среде и земной коре дальше всего распространяются низкочастотные инфразвуковые волны (частота ниже 16 Гц). Исследования подтверждают, что при воздействии низкочастотными ударными



волнами импульсы давления распространяются в пласте на 500 метров, а в некоторых случаях до нескольких километров от источника излучения. Воздействие на пласт мощными ударными волнами с частотой 0,5–80 Гц перекрывает весь спектр резонансных частот практически всех типов коллекторов.

Гидроудары, согласованные по частоте повторения со скоростью ударной волны и глубиной скважины, способны раскачать столб жидкости до получения периодических перепадов давления на забое в десятки и даже 1000 МПа. Чем больше скорость движения жидкости, ее плотность, а также скорость распространения ударной волны (больше «жесткость» волновода), тем больше величина ударного повышения давления $P_{\text{удар}} = w \cdot \rho \cdot C_{\text{удар}}$, где w – скорость жидкости до остановки; ρ – плотность жидкости; $C_{\text{удар}}$ – путь ударной волны за одну секунду (скорость ударной волны).

В жидкостях распространяются только продольные волны, а в твердых средах – продольные и поперечные. Их природа определяется колебаниями частиц среды относительно направления распространения волны. В продольной волне частицы колеблются в направлении распространения волны, в поперечной – перпендикулярно ему.

Так как плоскость, перпендикулярная направлению распространения волны, имеет две координаты, то поперечная волна может быть поляризована двояко. Поляризуемость волны проявляется в анизотропных средах, к которым могут быть отнесены практически все продуктивные коллекторы.

Например, в трещиноватых породах скорость распространения волны и ее интенсивность больше вдоль преобладающей системы трещин (трещины гидравлического разрыва пласта) и меньше в направлении, перпендикулярном трещиноватости.

При циклическом ударном воздействии в зоне перфорационных отверстий происходит отрыв отложений от стенок поровых каналов. Волны сжатия, многократно отражаясь, трансформируются в волны растяжения, которые способствуют развитию и образованию новых трещин, а также превращению субкапиллярных пор в капиллярные.

Перепады давления при импульсном воздействии изменяются попеременно по величине и направлению, в результате чего жидкость перемещается из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования.

Генерируемые в пласте колебания должны по возможности соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов. Такие колебания вызывают несколько эффектов, отражающихся на жидкостях и находящихся в пласте газах. Они снижают когезионные и адгезионные связи, значительно уменьшают проявление

капиллярных сил, слипание между породой и жидкостью, способствуют стимулированию группирования нефтяных капелек в потоки, облегчая течение углеводородов в пористой среде.

Упругие волны способствуют развитию в пласте осциллирующей силы, что приводит к разным ускорениям пластовых флюидов (нефти, воды, газа) из-за различия их плотностей. Между жидкими фазами развивается поверхностное трение в связи с разными ускорениями, что способствует выделению теплоты, которая, в свою очередь, снижает их поверхностное натяжение.

Благодаря колебаниям освобождается защемленный газ, способствующий проявлению эффекта газлифта в скважине. Осциллирующая сила развивает дополнительное колебательное звуковое давление, также способствующее продвижению нефти к скважине.

Энергия, распространяющаяся в продуктивном пласте в виде упругих волн, изменяет контактный угол между жидкостями и породой, уменьшая гидравлический коэффициент трения. Тем самым облегчается их течение в направлении скважин, дебиты которых возрастают и перепады давления в призабойной зоне пласта увеличиваются.

Создание перепадов давления способствует не только очистке поровых каналов пласта, но и разрушению его скелета. Механизм разрушения может быть представлен следующим образом.

Известно, что для разрыва нетрещиноватых пород, слагающих нефтегазовые коллекторы, необходим градиент давления примерно 2,0–3,0 МПа/м, а трещиноватых – 1,0–1,5 МПа/м. Повышение давления приводит к расширению существующих трещин коллектора и образованию новых. Спад давления сопровождается их смыканием.

Повторяющиеся деформации способствуют усталостному разрушению породы и выкрашиванию фрагментов пласта, имеющих низкую проницаемость. Изменение скорости и направления движения жидкости в зоне питания скважины при изменении давления на стенки продуктивного пласта позволяет использовать радиальные и тангенциальные силы, подвергать породу пласта воздействию напряжений сжатия, растяжения, изгиба и сдвига, то есть распатывать, выламывать и выкрашивать ее частицы. Оторванные твердые частицы в струе жидкости являются абразивом и могут выполнять функции проппанта.

Следует обратить внимание еще на одно немаловажное обстоятельство. Нефть, как и все структурированные среды, обладает свойством тиксотропии, которое заключается в том, что при встряхивании среды происходит резкое снижение ее вязкости из-за разрушения структурного каркаса. Это явление, несомненно, может быть с высокой эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными

Таблица 2

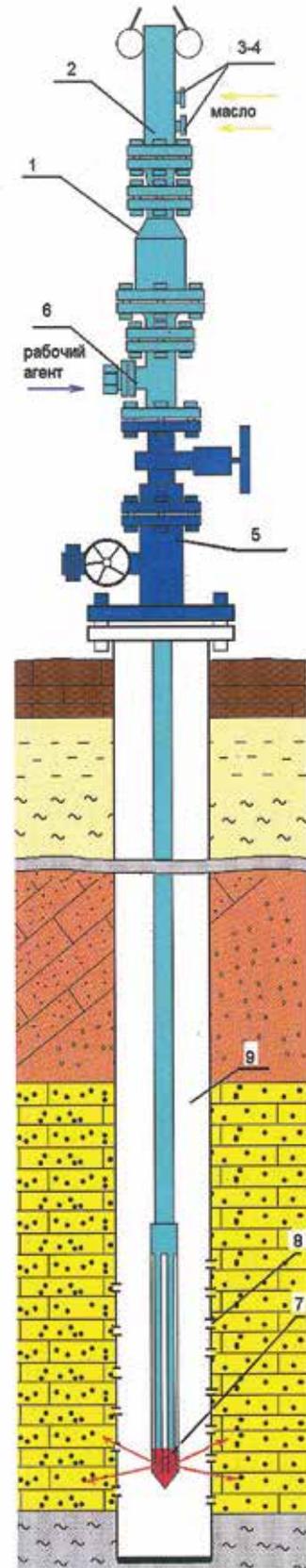
№ п/п	Формулировка задачи	Комплекс геофизических исследований
1	Определение характера насыщения пластов-коллекторов как в открытых, так и в обсаженных стволах	ТК ГАК, термометрия
2	Определение флюидоотдающих интервалов (профиль потока), текущего нефтегазонасыщения	ТК ГАК, термометрия
3	Определение поглощающих интервалов промывочной жидкости в открытом стволе	ТК ГАК, термометрия, манометрия
4	Определение негерметичности промежуточных и эксплуатационных колонн, их башмаков, муфт ступенчатого цементирования и других элементов подземного оборудования, а также толщин стенок колонны и дефектов (нарушений), если они имеются в наличии	ТК ГАК, магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия
5	Определение текущего местоположения контактов нефть-вода, нефть-газ, газ-вода	ТК ГАК
6	Определение интервалов активного воздействия высокопластичных пород (солей, увлажненных глин) на обсадные колонны	ТК ГАК, магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия
7	Определение интервалов заколонных и межколонных перетоков жидкостей, газов и их смеси	ТК ГАК, термометрия
8	Определение местоположения скопления углеводородов в межколонных и заколонных пространствах	ТК ГАК, термометрия

волнами определенного числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно достигнуть две цели: во-первых, расширить контуры питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора и, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти (за счет снижения ее вязкости). В итоге такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению коэффициента извлечения нефти в целом по месторождению.

Изложенное было положено в основу рассматриваемой ниже технологии. На первом этапе ее реализации осуществляется специальный комплекс исследований, направленных на выявление реального состояния геосреды объекта волнового воздействия с использованием приборов: ГКА (гамма-каротаж), МТА (манометр-термометр), МИД-НМА (магнитоимпульсный дефектоскоп-толщиномер), ТК ГАК (трехкомпонентный геоакустический каротаж). Следует подчеркнуть, что ТК ГАК самостоятельно или в комплексе с другими методами позволяет решать обширный круг задач при интенсификации притоков, оценке технического состояния скважин и контроле над разработкой нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений,

что иллюстрируется данными приведенными в табл. 2.

Генератор силовых волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу (НКТ, которые позволяют создавать неразрывный поток жидкости при любых ее уровнях в скважине), заполненному технологическим раствором (рабочим агентом), посылает волну сжатия заданной направленности.



1. Корпус генератора;
2. Гидромолот (пневмомолот);
- 3-4. Линии подачи – сброс масла, воздуха со станции управления;
5. Устье скважины;
6. Подача рабочего агента от ЦА – 320; ЦЫ-10;
7. Контейнер-отражатель;
8. Зона перфорации;
9. Волновод (НКТ).

**Рисунок 1 –
Схема монтажа
генератора упругих
волн УГСВ-3**

Таблица 3 – Характеристики генераторов силовых волн

Характеристика	УГСВ-3	УГСВ-1
Мощность (кДж)	3	0,13
Энергия волны (Дж)	5–1500	До 1
Глубина скважины (м)	5000	1500
Рабочий агент	Жидкость, неспособная кольматировать пласт	Вода
Радиус действия волны (м)	До 400	До 150
Шаг обработки (м)	0,5–1,5	0,5–1,5
Интервал обработки	Без ограничений	Без ограничений
Привод генератора	Дизель + НШ-100	Компрессор P = 0,7–1,0 МПа, Q = 10–20 м ³ /мин
Привязка отражателя к подошве продуктивного горизонта	Геофизическими методами ТК ГАК, ГК	По мере инструмента

Сформированная волна проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Она продвигается по пласту одновременно с жидкостью, которая подается цементировочным агрегатом. Обработка пласта может производиться либо снизу вверх, либо сверху вниз с интервалом (шагом) 0,5–1,5 метра. После обработки, как правило, скважина какое-то время очищается, так как волна отслаивает продукты загрязнения из призабойной зоны и с внутренней поверхности обсадной колонны.

Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода со спущенным отражателем и обрабатываемым коллектором способствует высокому коэффициенту полезного воздействия на продуктивный пласт. Потери на затухание волны при этом не превышают 10–12% на километр скважины.

На третьем заключительном этапе производится анализ и оценка эффективности выполненных работ с назначением (при необходимости) дополнительных исследований.

К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующие:

- простоту оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины;
- противобойную безопасность (оборудование можно монтировать на ПВО (противовыбросовое оборудование) или на перфорационную задвижку);
- увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов;
- возможность ввода скважины в эксплуатацию

сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель;

- равномерную обработку волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т.д., обеспечение их проникновения во все участки интервала перфорации (в отличие от гидроразрыва);
- очистку внутренней поверхности НКТ во время обработки, в результате этого обеспечивается хорошее прохождение приборов ГИС (геофизических исследований) при контроле над разработкой месторождений;
- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений;
- возможность (в отличие от всех других способов) включения «в работу» всей толщи продуктивного пласта.

Традиционные методы увеличения дебита скважин хорошо известны: гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин и т.д., однако эти методы имеют или высокую стоимость и сложную технологию, или предъявляют высокие требования к объекту воздействия.

Сравнение эффективности строительства горизонтальных скважин с волновым разуплотнением пласта в различных регионах России показало, что стоимость горизонтальных скважин многократно выше стоимости волнового воздействия, а добыча с их помощью увеличивалась в 1,5–2 раза, в то время как после волнового воздействия – в 3,5–4 раза.

Всего обработке ударными волнами были подвергнуты продуктивные пласты более чем в 200 скважинах различного назначения. Работы проводились на предприятиях ОАО «Нижневартовскнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Пурнефтегазгеология», ОАО «Роснефть» и др.

Необходимо подчеркнуть, что при проведении этих испытаний не было отмечено ни одного случая нарушения обсадных и насосно-компрессорных труб. При скорости ударной волны 1350–1550 м/с трубы не успевают деформироваться и не разрушаются даже при очень высоких величинах импульсного давления.

Волновая обработка в комплексе с колтюбинговыми технологиями и методами гидрофобизации призабойных зон продуктивных пластов позволит не только увеличить дебит нефтяных и приемистость нагнетательных скважин, но и резко повысить КИН при разработке месторождений как традиционных, так и высоковязких тяжелых нефтей. И, кроме того, успешно с высокой эффективностью осуществлять повторную разработку уже отработанных месторождений нефти.

Рентабельность добычи тяжелых нефтей может быть существенно увеличена, если разработку месторождения рассматривать комплексно, т.е. в сочетании с переработкой нефти на предлагаемых энергетических установках нового поколения. ©



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель по
сервисному обслуживанию
оборудования СЗАО "ФИДМАШ"
(Республика Беларусь).



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, с регионального склада в г. Сургут.



**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
E-mail: dmitriy.klimovich@mashoil.ru

Аннотации докладов, представленных на Конференции и выставке SPE/ICoTA 2016 по кольтюбингу и внутрискважинным работам

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2016 Abstracts

Конференция и выставка по кольтюбингу и внутрискважинным работам проходила в конференц-центре им. Джорджа Р. Брауна, г. Хьюстон, штат Техас, США, с 22 по 23 марта 2016 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

В мероприятии 2016 года было представлено большое число докладов, в которых освещались достижения, инновации, практики и решения для роста производительности во всех секторах индустрии, включая:

- кольтюбинговые 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 производительности, снижение непродуктивного времени, а также на рентабельное глушение скважин.

Журнал «Время кольтюбинга. Время ГРП» представляет вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, представленных во время Конференции и выставки SPE/ICoTA 2016 по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам.

Двадцать лет успешного повторного бурения на кольтюбинге с применением КНБК на электрокабеле. Повышение эффективности и рентабельности стареющих месторождений по всему миру

Штефан Крюгер, Ларс Придат (Baker Hughes)

Более 20 лет назад были представлены первые системы для кольтюбингового бурения с электрокабелем. С тех пор данная технология эволюционировала и доказала, что является эффективным и рентабельным способом добычи дополнительных ресурсов на зрелых нефтегазовых

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place at the George R. Brown Convention Center in Houston, Texas, USA on March 22–23, 2016. The annual event was organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

The 2016 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 2016.

Twenty Years of Successful Coiled Tubing Re-Entry Drilling With E-Line BHA Systems – Improving Efficiency and Economics in Maturing Fields Worldwide

Stefan Krueger, and Lars Pridat (Baker Hughes)

More than 20 years ago, the first e-line coiled tubing drilling (CTD) systems were introduced. Since then, the technology has evolved and proven to be an efficient, economic means of enabling additional production from aging oil and gas fields.

месторождениях. Эти системы теперь стали настоящим стандартным жизнеспособным решением для повторного бурения на большинстве стареющих месторождений. Соответствующие технологии и методики постоянно развивались и улучшались.

Используя данные проектов за последние 20 лет и соответствующий производственный опыт, авторы статьи описывают развитие указанных выше технологий, начиная от использования первых КНБК для колтюбингового бурения с электрокабелем в Европе и заканчивая современными непрерывными операциями в нескольких регионах мира. Статья представляет изменения в технологии и корректировки в методиках проведения работ, которые были необходимы для решения возникающих проблем, связанных с продлением сроков рентабельной добычи и улучшением дебита зрелых месторождений.

Постоянные улучшения в технологии и устойчивая реализация новых разработок в различных аспектах колтюбингового бурения явились результатом выполнения инновационных проектов по повторному бурению в различных уголках планеты. Для достижения требуемых эффективностей и экономических целей происходили улучшения и выполнялись новые разработки в сфере внутрискважинных КНБК, наземного оборудования, буровых установок и других связанных систем. Одновременно с этим оптимизировались процессы и процедуры выполнения работ. Внедрялись новые методики для адаптации к меняющимся условиям работ и появляющимся трудностям.

Эксплуатационные характеристики гибкой трубы, произведенной по новой технологии, а также их сравнение с лабораторными показателями

Радован Ролович, Ту-Ха Нгуэн, Кармен Гримальдо и Брюс Райхарт (Tenaris)

Новая технология производства гибкой трубы (ГТ), которая включает в себя использование новых колтюбинговых материалов и новые производственные процессы, была недавно разработана и представлена на коммерческом рынке. Новинка использует сталь нового химического состава и новые процессы термической обработки для полной трансформации микроструктуры стали, что позволяет производить ГТ с улучшенной и более однородной микроструктурой и свойствами вдоль всей ее длины, включая угловые и роликовые сварные швы. Колонны ГТ, созданные на основе новой технологии, продемонстрировали значительное улучшение эксплуатационных характеристик в лабораторных и полевых испытаниях. Статья оценивает производительность ГТ, сделанной по новой технологии, в условиях реальных полевых работ с целью определения влияния полевых условий на поведение и свойства новых колтюбинговых материалов. Дополнительное тестирование и оценки, выполненные в лабораторных условиях, дают понимание оставшегося ресурса колонн ГТ, позволяют судить о влиянии на свойства и поведение новых материалов полевых условий эксплуатации. Также можно сделать выводы о связи между лабораторным

These systems are now established as a standard, viable solution for re-entry drilling in a variety of maturing fields and applications. Corresponding technologies and procedures were developed, and continuously improved.

Utilizing project data from more than 20 years of operational experience, this paper describes the progression from the first e-line CTD bottom hole assembly (BHA) applications in Europe through to today's continuous operations in several areas worldwide. It presents the technology changes and procedural adjustments that were necessary to address new challenges related to extending the economic life and improving the production of mature fields by economically accessing stranded reserves.

Continual improvements of technology and steady implementation of new developments in many aspects of CTD technology were the result of innovative re-entry projects executed worldwide. To achieve the necessary efficiency and economic goals, improvements and new technology developments occurred in the downhole BHA technology, casing exit equipment, surface equipment, rig and other associated systems. Simultaneously, processes and procedures were also optimized with new ones introduced to adapt for changing environments and observed challenges.

Field Performance of New Coiled Tubing Manufacturing Technology and Comparisons With Laboratory Performance

Radovan Rolovic, Thu-Ha Nguyen, Carmen Grimaldo, and Bruce Reichert (Tenaris)

New coiled tubing manufacturing technology comprising new coiled tubing materials and new manufacturing processes was developed and commercialized recently. The new technology uses new steel chemistries and new heat treatment processes for full microstructure transformation to produce improved and uniform microstructure and properties along the entire coiled tubing string, including bias and seam welds. Coiled tubing strings based on the new technology showed major coiled tubing performance improvements in laboratory and test-well testing. This paper evaluates performance of the new coiled tubing technology in real-life field operations to determine effects of field usage on behavior and properties of the new coiled tubing materials. Additional laboratory testing and evaluation following the field use provide insight into the remaining life of coiled

тестированием и реальным использованием в полевых условиях.

ГТ, произведенная по новой технологии, активно использовалась при выполнении различных операций во всевозможных скважинных условиях. Данные по использованию в полевых условиях, а также результаты эксплуатации были собраны при проведении коммерческих операций с ГТ, изготовленной из нового материала с пределом текучести в 862 МПа. В конце полевых испытаний ГТ была направлена в лабораторию для проведения тестирования и оценок. Были выполнены оценки остаточной и полной усталостной долговечности, механических свойств, вздутия и влияния рабочих условий вдоль всей колонны ГТ. Эксплуатация новой ГТ в полевых условиях и последующие лабораторные испытания/оценки подтвердили значительные улучшения в рабочих характеристиках колтюбинга, которые до этого исследовались в лаборатории и условиях тестовой скважины. Срок службы колонны ГТ, включая долговечность угловых швов, увеличился в два раза по сравнению с ГТ, созданной из стали с пределом текучести в 758 МПа.

Новаторский метод контроля над транспортировкой инструмента в процессе проведения внутрискважинных работ

Дэниел Виассоло, Рэнди Коулс, Джим Хилл, Муралидар Сесадри (Halliburton)

Сланцевые месторождения разрабатываются при помощи горизонтальных скважин, в которых измерение и мониторинг усилия, воздействующего на верхнюю часть инструмента, являются необходимыми для правильного позиционирования инструмента. Методики, которые в настоящее время применяются для контроля сил, действующих на инструмент, являются неэффективными.

В традиционных вертикальных скважинах процесс транспортировки инструмента полагается на гравитацию. Необходимо лишь разматывать кабель до тех пор, пока инструмент не достигнет заданной цели. В горизонтальных скважинах гравитации недостаточно для того, чтобы преодолеть силы трения о стенки скважины. Поэтому приходится прокачивать инструмент в скважину при помощи жидкости или применять внутрискважинные трактора. Динамический контроль над процессом транспортировки инструмента необходим из-за сильных колебаний в силах трения, действующих на инструмент, вдоль всего его пути в скважине, что обусловлено геометрией последней. Также необходимо учитывать наличие пропантных образований, изменения или дефекты в обсадной колонне и др.

Авторы статьи разработали успешный подход, основанный на автоматизации (управление обратной связью), который координирует независимые системы (кабельные, насосные или трактора) для улучшения процесса доставки инструмента в горизонтальную скважину. Полевые испытания данной автоматизированной системы в настоящее время еще продолжаются, но система уже продемонстрировала потенциал в области снижения времени СПО,

tubing strings, effects of field use on material properties and behavior, and relationship between laboratory testing and actual field use.

Coiled tubing produced by the new manufacturing technology has been put through extensive field use in various field operations and environments. Field usage data and results have been collected during commercial operations with coiled tubing made of the new 125-ksi grade material. At the end of field use the coiled tubing was retrieved for laboratory testing and evaluation. Residual and total fatigue life, mechanical properties, ballooning, and effects of operational environments were evaluated along the coiled tubing string and related to bending cycling, pressure, and environmental exposure. The new 125-ksi grade coiled tubing field operations and subsequent laboratory testing and evaluations confirmed major coiled tubing performance improvements previously observed in laboratory and test-well testing. Usable coiled tubing string life, including the life of bias welds, was more than twice the life of a comparable conventional 110-ksi grade coiled tubing string.

A Novel Method to Control Tool Transport in Well Intervention and Pumpdown Operations in Oil and Gas Services

Daniel Viassolo, Randy Coles, Jim Hill, and Muralidhar Seshadri (Halliburton)

Shale play assets are exploited using horizontal wells in which measuring and controlling top-of-tool forces are necessary for positioning tools. Methods currently applied to deal with these forces are inefficient.

In traditional vertical wells, tool transportation relies on gravity force and simply unspools the wireline cable until the tool reaches target location. In horizontal wells, gravity is not enough to overcome friction; therefore, pumping fluid downhole or using a tractor is required to transport tools. Dynamic control of the transport rate is necessary because of the wide variation in friction forces along the tool path (attributed to well geometry), proppant settling between stage stimulations, changes or defects in casing, etc.

The authors developed a successful approach based on automation (feedback controls), which coordinates independent systems (wireline, pumping, or tractor) to improve the horizontal tool transport process. Field testing of this automated scheme is ongoing and has demonstrated its potential

уменьшения рисков и сокращения затрат. Настоящая статья представляет:

- описание и конфигурацию процесса транспортировки инструмента в скважину: датчики (включая ключевые скважинные датчики трения) и актуаторы (насосы), визуализацию, моделирование, реализацию алгоритма и последующую настройку;
- результаты полевых испытаний: сравнение испытаний в реальных скважинах с результатами моделирования для тех же скважин, перечисление преимуществ и уроков, извлеченных из опыта работ авторов с одной из добывающих компаний.

Автоматизация процесса доставки инструмента в скважину путем соединения внутрискважинных датчиков с наземными системами контроля является инновацией для индустрии. Работа в деталях описывает предложенную схему работ и предоставляет убедительные результаты полевых испытаний технологии.

Система для многостадийного заканчивания со сдвижными муфтами расширяет возможности, повышает эффективность и снижает количество внутрискважинных операций

К.Т. Крупала, Д.А. Янг, М.Дж. Мэррон (Halliburton)

Тогда как индустрия фокусируется на более эффективных процессах заканчивания, скважины с отдающими воду и малодебитовыми зонами создают проблемы, которые могут в значительной мере снизить прибыльность проектов. Одним из путей повышения эффективности является использование систем со сдвижными муфтами, которые позволяют добывающим компаниям стимулировать множество зон, а затем проводить повторные обработки или выбирать продуктивные интервалы без проведения работ во всей скважине. Эти особенности, которые не предоставляют традиционные системы на основе технологии установки мостовой пробки в зоне перфорации, добавляют новые возможности в плане заканчивания и организации добычи из скважины.

Сдвижные муфты, переключаемые при помощи сброса шара, обеспечивают такую же первоначальную эффективность, как и другие традиционные муфты, но отличаются тем, что их можно переключать между состояниями «открыто»/»закрыто» множество раз после первоначального ГРП. Для закрытия проблемных зон, как правило, необходимо расфрезеровать перегородки в сдвижных муфтах. После фрезеровки на гибкой трубе (ГТ) спускается гидравлический переключающий инструмент и используется для закрытия проблемной зоны. Переключатель спускается на ГТ или рабочей колонне и располагается выше или ниже нужной муфты. Переключатель активируется гидравлически и толкает или тянет перегородку для переключения муфты.

Был спроектирован новый быстро расширяющийся инструмент для переключения, который способен работать как со сдвижными муфтами, переключаемыми сбросом шара, так и с муфтами, переключаемыми изменением давления, с использованием перегородки в этих муфтах для переключения. Этот инструмент

for improved run times, reduced risk, and cost savings for operators. This paper provides:

- Description of the tool transport operation and architecture: sensors (including a key downhole tension sensor) and actuators (pumps), visualization, modeling, algorithm implementation, and tuning.
- Field testing results: comparing runs in real wells vs. simulation results for the same wells, listing benefits and lessons learned based on the authors experiences with one operator.

Automation of the tool transport operation by linking downhole sensors to surface controls is novel in the industry. The paper describes in detail the proposed architecture and provides compelling field test results.

Shiftable Multistage Fracture Completion System Allows for More Options While Increasing Efficiency and Reducing Wellbore Interactions

C. T. Krupala, D. A. Young, and M. J. Merron (Halliburton)

With the industry focused on highly efficient completions, wells with water-producing and underperforming zones create operational dilemmas that can ultimately reduce profitability. One way to improve efficiency is through the use of shiftable sleeve systems (SSS), which enable operators to stimulate multiple zones; then, later restimulate or produce specific zones without disturbing the entire wellbore. These features, which cannot be achieved with standard plug and perforation (PP) completions, add new options regarding how to best complete and produce the well.

Ball-drop shiftable sleeves (BDSS) provide the same initial stimulation efficiency as other ball-drop sleeves (BDS) but can be shifted multiple times after the initial stimulation. To shut off problem zones, the baffles in the shiftable sleeves typically must be milled out. After the milling operation, a hydraulic shifting tool run on coiled tubing (CT) is used to close the sleeve in the affected zone. The shifter is run on either CT or a work string and positioned either above or below the target sleeve. The shifter is activated hydraulically and pulled or pushed against the baffle to shift the sleeve.

The new high-expansion shifting tool (HEST) was designed to selectively shift BDSSs or shiftable pressure actuated sleeves (SPAS) by using the baffle in the tools as a shifting profile. This tool can shift multiple sleeves open or closed in the same run without the baffles being removed by a

может за одну СПО открыть или закрыть множество муфт без необходимости расфрезеровки перегородки. Данная работа предоставляет подробное описание вышеперечисленных инструментов и процессов, а также демонстрирует итоговые достигнутые результаты.

Глубоководные безрайзерные операции с гибкой трубой в Мексиканском заливе: инновационная безопасная и эффективная техника ликвидации/глушения скважины

Ренни Оттолина, Карлос Торрес, Александр Рудник, Трэвис Гортмэйкер (Coil Tubing Services, Schlumberger)

Будущее операций по разведке и добыче в Мексиканском заливе – за работами в глубоких (более 1,524 м) водах. Поскольку индустрия сдвигает рамки в сторону извлечения углеводородов из все более глубоких пластов, подводные скважины стали важной частью добычи.

Безрайзерные работы по ликвидации и глушению подводных скважин зачастую выполняются путем установки пробок на бурильных трубах после того, как с помощью буровой установки была извлечена эксплуатационная колонна. В рамках процесса улучшения производства работ колтубинговая сервисная компания рассмотрела вариант по выполнению вышеупомянутой операции при помощи гибкой трубы (ГТ) с судна общего назначения. Работы начались после установки и испытаний изоляционного пакера обсадной колонны. Данная методика позволила бы оператору сэкономить время на производстве работ и снизить таким образом затраты.

С 2010 по середину 2015 года колтубинговая сервисная компания успешно выполнила 18 безрайзерных подводных операций на глубинах от 1402 до 2133 м в скважинах с глубинами от 1494 до 6400 метров. Безрайзерный доступ в скважину при помощи ГТ доказал свою эффективность при ликвидации/глушении скважин, позволив уменьшить время работ на 40% по сравнению с операциями, проводимыми с использованием буровой установки.

Оптимизация эксплуатационных характеристик гибкой трубы (ГТ) с использованием секционного быстрого отпуска стали

Дж. Ли и Дж. Юнг (Essential Coil Well Services); К. Вильямс, Т. Грэхэм-Райт и К. Эллиот (National Oilwell Varco)

Данная работа сосредоточена на оптимизации дизайна колонны ГТ с целью достижения больших глубин в горизонтальных секциях нетрадиционных скважин путем применения секций ГТ с более быстрым отпуском стали. Дизайн колонны включает в себя одинаковый вдоль всей колонны внешний диаметр и секции с конусообразным внутренним диаметром.

Были представлены результаты моделирования колонны с традиционной толщиной стенок в сравнении с колонной, имеющей непрерывные конусообразные стенки, а также двумя колоннами с секциями, выполненными с применением быстрого отпуска стали. Быстрый отпуск стали позволяет ограничить вес итоговой колонны ГТ,

milling operation. This paper provides an in-depth description of those tools and processes and highlights the returns and gains achieved with the methods discussed.

Deepwater Riserless Operations with Coiled Tubing in the Gulf of Mexico: An Innovative, Safe, and Efficient Plug-and-Abandonment Technique

Renny Ottolina, Carlos Torres, and Alexander Rudnik, Travis Gortmaker (Coil Tubing Services, a Schlumberger Company)

The future of exploration and production (E&P) operations in the Gulf of Mexico (GoM) is focused on deep water, that is, 5,000 ft [1,524 m] water depth. As the industry pushes the envelope to reach deeper reservoirs, subsea wells have become an important part of the offshore production.

Riserless subsea plug and abandon (P&A) operations are often completed by setting the plugs with drillpipe after the production tubing is removed with the rig. As part of the operational improvement process, a coiled tubing (CT) service company evaluated the option of performing this task using the riserless CT technique from a multiservice vessel (MSV) after the zonal and casing isolation packer had been successfully set and tested. This technique would allow the operator to save time to complete these operations, thus reducing the cost.

Between 2010 and mid-2015, the CT service company has successfully completed 18 riserless subsea interventions at well depths ranging from 4,900 ft to 21,000 ft [1,494 m to 6,400 m] and water depths from 4,600 ft to 7,000 ft [1,402 m to 2,133 m]. Riserless wellbore access with CT has proved to be an efficient P&A method that has helped reduce operating time by up to 40% as compared to riserless workover rig-based operations.

Optimization of Coiled Tubing (CT) Performance with the Use of Rapid Tapered Section

J. Lee, and J. Yeung (Essential Coil Well Services); C. Williams, T. Graham-Wright, and K. Elliott (National Oilwell Varco)

The focus of this work is to optimize coiled tubing string design for greater horizontal reach in unconventional wells using a more rapidly tapered section than historically available. The string design will encompass a single outer diameter with a tapered wall thickness, resulting in a tapered inner diameter.

что упрощает ее транспортировку по дорогам Северной Америки с использованием барабанов типового размера.

Результаты моделирования при сравнении четырех колонн ГТ были представлены при помощи доступного на рынке ПО для анализа сил, действующих на трубы, моделирования усталости ГТ, а также гидродинамики. Это моделирование может использоваться для создания базы данных теоретических результатов типичного применения в полевых условиях и соответствующих параметров с целью сравнения результатов с реальными полевыми данными.

Использование быстрого отпуска стали позволяет достичь улучшенной усталостной прочности по сравнению с трубами с традиционной толщиной стенок. Также такие трубы, как правило, имеют более предпочтительные механические ограничения, тогда как гидравлические потери (обусловленные конусообразным внутренним диаметром) увеличиваются незначительно.

Восстановление добычи нефти на зрелом шельфовом месторождении при помощи колтюбингового внутрискважинного заканчивания

П. Рамонден, Э. Франко Дельгадо, Н. Молеро и М.Д. Альмирон де Трухильо (Schlumberger)

Добыча на зрелых месторождениях, расположенных на шельфе Мексики, в основном стимулируется путем закачки газа с поверхности. Со временем этот закачанный газ проникает непосредственно через естественные трещины низкопроницаемых карбонатных коллекторов, оставляя нефть запертой в низкопроницаемом скелете породы. За последние несколько лет контакт «газ/нефть» на этих месторождениях быстро увеличился. На некоторых скважинах прирост составил до 2 метров в месяц, что сделало традиционные методики изоляции газоносных горизонтов либо нерентабельными, либо неэффективными. Для восстановления добычи нефти в вышеупомянутых скважинах была применена новая колтюбинговая методика проведения внутрискважинных работ с использованием телеметрии в режиме реального времени.

Новый подход предусматривает изменение внутрискважинного заканчивания посредством применения гибкой трубы (ГТ). После перфорации нового интервала в нижней нефтеносной зоне колонна ГТ спускается в скважину и точно подвешивается на конце имеющейся лифтовой колонны при помощи другой ГТ. Подвешенная колонна ГТ снабжена щелями, что позволяет отводить нефти из новой перфорированной зоны, обходя старые интервалы, которые в большинстве своем производят газ.

В результате подобных работ соотношение «газ/нефть» было снижено на 96%, тогда как добыча нефти возросла более чем в два раза. Вдобавок использование колтюбинговой системы для проведения измерений и ее гибкость избавили оператора месторождения от необходимости проведения КРС и связанного с ним замедления темпов добычи. Такой не предусматривающий использования буровой установки подход представляет собой новую, жизнеспособную и экономически выгодную

Comparison of string properties will include modeling a traditional straight wall (mono-wall) string design compared to a traditional continuous taper (longer tapered sections) and two rapidly tapered sections. The tapering helps limit the weight of the final string, making ground transportation within North America more feasible using common reel sizes.

Outcomes of the modeling comparing the four string designs will be presented using commercially available software for tubing forces analysis, fatigue modeling and fluid dynamics. This modeling will be used to create a database of theoretical results for typical field applications and parameters with the aim of comparing results to actual field data, when available.

By utilizing a tapered design, improved low-cycle fatigue life can be achieved in tapered designs compared to straight wall designs of the minimum wall thickness of the tapered design. The tapered design generally has more desirable mechanical limits compared to the straight wall designs while experiencing limited reduction in friction pressure (due to the tapered inner diameter).

Reviving Oil Production in a Mature Offshore Field Through a Downhole Coiled Tubing Completion

P. Ramondenc, E. Franco Delgado, N. Molero, and M. D. Almiron de Trujillo (Schlumberger)

Production in offshore Mexico mature fields is mostly driven by gas injected from surface. With time, this injected gas flows directly through the natural fractures of the low-pressure carbonate reservoirs, leaving oil trapped in the low-permeability matrix. Over the past few years, the gas-oil contact (GOC) has rapidly moved across those fields – up to 6.5 ft per month in some wells, making conventional gas shutoff techniques either unsuccessful or uneconomic. A new rigless intervention method using coiled tubing (CT) equipped with real-time telemetry has been used to revive oil production in gas-invaded wells.

The approach consists of the modification of the downhole completion through CT. After perforating a new interval in the lower oil-bearing zone, a CT string is conveyed down the well and precisely hung by another CT at the end of the existing production tubing. Equipped with slotted bars, the string allows directly tapping into the newly opened zone while bypassing the former intervals that are mostly producing gas.

As a result of that intervention, the gas/oil

альтернативу операциям по изоляции газоносных горизонтов. Использование описанной выше методики может в значительной мере продлить жизнь скважинам, испытывающим серьезные проблемы с газоносными горизонтами в условиях, когда сложность коллектора и его динамика делают работы по изоляции таких горизонтов проблематичными, а результаты подобных работ имеют неясные перспективы.

Возможности применения гидравлического молота с изменяемым регулированием перепуском в длинных горизонтальных скважинах

Джек. Дж. Колль, Энтони Р. Тимер, Эндрю В. Фрэйзер, Скот Флетчер (Tempress Oil States Energy Services)

Возможность спуска гибкой трубы (ГТ) в длинные горизонтальные скважины ограничена трением трубы о стенки и вспучиванием трубы. Гидравлический молот снабжен самонаправляющим проходным клапаном, который конвертирует кинетическую энергию потока флюида, протекающего через ГТ, в импульсы давления, которые снижают трение ГТ о стенки скважины и оказывают толкающее действие на трубу. Такой инструмент позволяет сделать операции по спуску ГТ в длинные (более 3 тыс. метров) горизонтальные секции стандартными, чего нельзя сказать об аналогичных операциях, проводимых без гидравлического молота. Гидравлический молот оснащен внутренним перепускным каналом, который позволяет управлять усилием, генерируемым на КНБК. Также он может оснащаться внешним перепускным каналом для того, чтобы поддерживать более высокие скорости потока, необходимые для циркуляции в скважине. В работе представлена численная модель для расчета тягового усилия инжектора колтюбинговой установки при проведении скважинных работ с ГТ и гидравлическим молотом. Модель предусматривает эффекты перепуска скважинного флюида и позволяет вычислять максимальную скорость подачи трубы, при которой гидравлический молот будет эффективно увеличивать глубину проникновения ГТ в скважину. Модель представлена в табличном формате и может использоваться при планировании работ и анализе чувствительности к параметрам. В работе также обсуждаются эффекты величины импульса, создаваемого гидравлическим молотом, эффекты перепуска флюида, влияние коэффициента трения, скорости потока, угла наклона ствола скважины и интенсивности набора кривизны на максимальную глубину проникновения ГТ в горизонтальную скважину. Результаты численных расчетов сравниваются с результатами работ на более чем 12 тыс. горизонтальных скважин. Результаты работ на реальных скважинах подтверждают, что возможности гидравлического молота по увеличению глубины проникновения ГТ в горизонтальные секции являются весьма значительными. Также подтверждается теория о том, что уменьшение скорости подачи ГТ в скважину ниже предсказанного максимального значения позволяет увеличить глубину проникновения трубы. ☉

Василий Андреев, «Время колтюбинга. Время ГРП»

ratio was reduced by 96%, while oil production increased more than twofold. In addition, the use of the CT measurement system and its flexibility saved a major workover intervention and the associated deferred production to the operator. This rigless methodology, leveraged by CT real-time telemetry, brings a new, viable, and economical alternative to gas-control treatments. Use of the technique can significantly extend the life of producers facing major gas-control issues in environments where the complexity of the reservoir and its dynamics tend to make shutoff treatments complicated and their outcome uncertain.

Predicting the Extended Reach Capabilities of a Water-Hammer Tool with Variable Bypass Control

Jack J. Kollé, Anthony R. Theimer, Andrew W. Fraser, and Scott Fletcher (Tempress Oil States Energy Services)

The ability to place coiled tubing into a long horizontal well is limited by friction and buckling. A water-hammer tool incorporates a self-piloted poppet valve that converts the kinetic energy of the fluid moving through the coil into water-hammer pressure pulses that reduce friction and applies an end load that pulls on the coil. Water-hammer tools allow routine entry into horizontal sections over 10,000 feet long, representing a significant increase over operation without these tools. These tools incorporate an internal fluid bypass to control the force applied to the bottomhole assembly. An external bypass may also be provided to allow higher flow rates for well circulation. A numerical model of coiled tubing injector weight for coiled tubing well intervention with a water-hammer tool is presented. The model includes the effects of fluid bypass and calculates the maximum feed rate at which a water hammer will be effective for extending the reach of coil. The model is available in spreadsheet format and may be used for job planning and parameter sensitivity analysis. The predicted effects of water-hammer impulse magnitude, fluid bypass, friction coefficient, flow rate, well inclination, and dogleg severity on horizontal reach are discussed. The results of the numerical model are compared with a sample of case histories from over 12,000 extended reach well interventions. These case histories confirm the extended reach capabilities of water-hammer tools and that reducing feed rate below the predicted maximum allows greater extended reach. ☉

By Vasili Andreev, Coiled Tubing Times. Hydraulic Fracturing Times



We go for it when others quit

Extensive experience, superior know-how and the courage to attempt something new have characterised the company since it was established. As a company, Toni Maurer has grown being a company with global operations, ranking among one of the largest and most respected companies in Europe in the areas of special vehicle manufacturing. This is to be attributed, above all, to extensive know-how and high quality. In order to continue to guarantee this quality, the company is also certified as a qualified re-construction partner in accordance with MAN quality guidelines.

Компания Toni Maurer, являющаяся официальным партнером немецкого производителя MAN Truck&Bus AG в части модификации заводских решений, представляет линейку специальных шасси для нефтегазового оборудования.



official partner of

MAURER
TONI

MADE IN GERMANY

Phone: +7 812 407-36-10

E-Mail: m.grishko@tm-rus.de

Internet: www.toni-maurer.de

Перспективные направления в импортозамещении. Мобильные установки с верхним приводом для КРС

Одним из главных перспективных направлений своего развития Группа ФИД видит освоение новой конкурентоспособной импортозамещающей продукции для нефтегазового сектора. В настоящее время ведутся работы по созданию типоразмерного ряда установок для КРС с максимальным тяговым усилием от 40 до 150 т. Первой в линейке установок с верхним приводом произведена и прошла опытно-промышленные испытания установка МР50.

Установка МР50 предназначена для ремонта поверхностных скважин, пробуренных по технологии SAGD. Установка обеспечивает возможность проведения СПО при любом градусе наклона устья скважины в диапазоне от 0° и до 75°, имеет привод вращения буровой колонны или колонны НКТ и механизм проталкивания инструмента в скважину.

В состав установки входит механизм позиционирования мачты относительно устья скважины, который упрощает работу и сокращает время монтажа подъемника.

Установка состоит из специальных механизмов и элементов их управления, смонтированных на шасси автомобиля (самоходная установка) для самостоятельного беспрепятственного движения по дорогам общего пользования.

В установке используются традиционная мачта, буровая лебедка, длинные канаты. Данные элементы заменены телескопической мачтой с гидравлическим приводом от гидроцилиндра. Мачта состоит из двух независимых секций: нижняя секция зафиксирована на надрамнике, а верхняя секция выдвигается вверх и втягивается.



Рисунок 1 – Установка МР50 в рабочем положении

Таблица 1 – Технические характеристики МР50

Максимальное тяговое усилие при рабочих углах наклона мачты, т	50
Максимальное толкающее усилие при рабочих углах наклона мачты, т	20
Угол наклона мачты (рабочий), град.	0–75
Грузоподъемность манипулятора с захватом труб на максимально выдвинутой стреле, не менее, кг	300
Длина мачты обеспечивает беспрепятственную работу с трубами длиной, м	12
Максимальный крутящий момент на вращателе, не более, Нм	23 500
Габаритные размеры, не более, мм:	
длина	12 000
ширина	2550
высота	4500
Полная масса, не более, кг	41 000

На мачте монтируется интегрированный гидравлический верхний привод и гидравлический двухсекционный трубный ключ, управление ими производится с пульта оператора.

Установка оснащена комфортной кабиной с эргономичным пультом управления. Контрольно-измерительные приборы могут дополняться системой сбора любых параметров работы. Данные отображаются, анализируются и сохраняются системой контрольно-регистрающей. Кроме того, имеется система передачи данных с возможностью копирования на жесткий носитель информации

технологических параметров работы оборудования.

Установка МР50 обеспечивает высокий уровень безопасности и производительности. Гидравлическое оборудование интегрировано в процесс работы, что позволяет автоматизировать большую часть функций, т.е. ни один работник напрямую не контактирует с вращающимися трубами, захватами, ключами или не находится в потенциально опасной зоне, где может произойти падение инструментов и предметов. Процесс подъема труб из скважин почти полностью автоматизирован, не требует привлечения ручного труда, не зависит от

погодных условий или времени суток.

Первая мобильная установка МР50 успешно эксплуатируется в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За неполных пять месяцев эксплуатации установкой произведено 1600 часов непрерывных работ.

Проведены следующие виды основных работ:

- спуск/подъем ЭЦН
- работа с комплексом очистки скважины (КОС);
- райбирование цементного стакана;
- промывка скважины;
- монтаж/демонтаж устьевого оборудования. ©

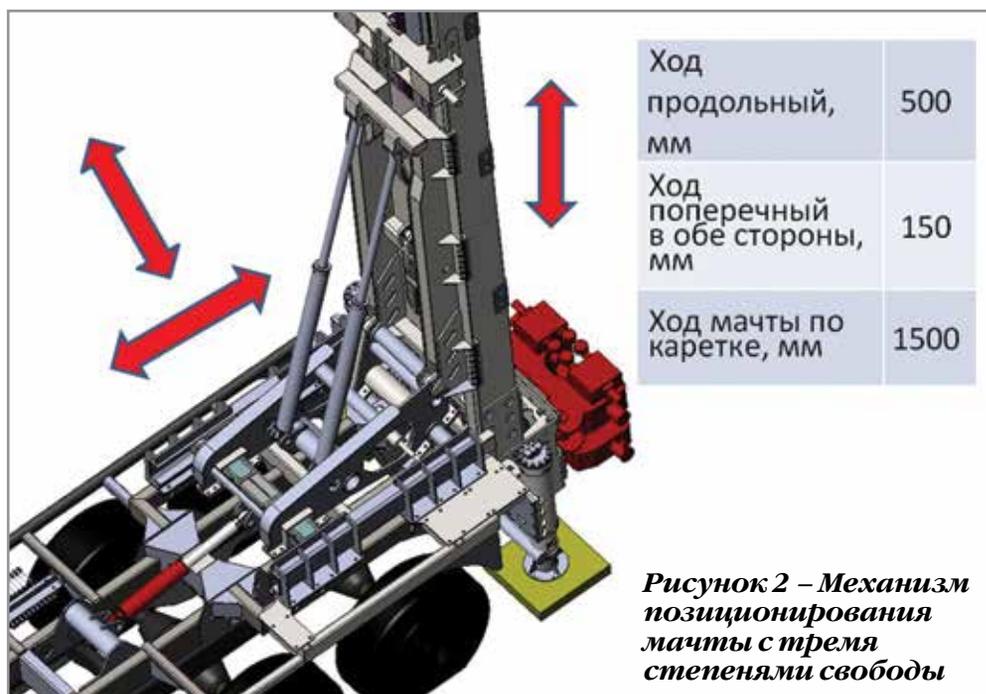


Рисунок 2 – Механизм позиционирования мачты с тремя степенями свободы

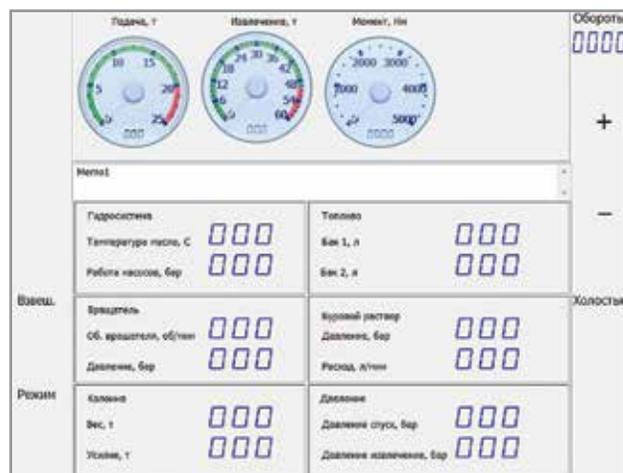


Рисунок 3 – Система контрольно-регистрающая

ООО «Юнэрго Сервис» – компания эпохи импортозамещения

Yunergo Service, LLS is the Company of Import Substitution Era

*Журнал «Время колтюбинга. Время ГПП» беседует с М.В. Горобцовым,
главным инженером ООО «Юнэрго Сервис».*

*Coiled Tubing Times Journal is interviewing M. Gorobtsov, Chief Operating Officer
of Yunergo Service, LLC.*

М.В. Горобцов родился 12 сентября 1966 года в Донецкой области.

В 1988 году окончил Саратовский нефтяной геолого-разведочный техникум по специальности «техник-нефтяник». В 1999 году окончил Московский государственный открытый университет по специальности «технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых», получив квалификацию «горный инженер».

Трудовой путь начал в 1988 году с должности помощника бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ 5-го разряда на Аганском геологическом предприятии по разведке нефти и газа.

С 1991 года продолжил карьеру в цехе текущего и капитального ремонта скважин в совместном советско-американском предприятии «Белые Ночи», где последовательно занимал должности помощника бурильщика по ТКРС 6-го разряда и мастера по ремонту скважин (капитальных, подземных и освоения).

С 2000 года работал в ЗАО «СП «МеКаМинейфт» мастером по ПКРС, затем заместителем начальника цеха по ПКРС – начальником цеха гибкой трубы.

С 2014 года – главный инженер ООО «Юнэрго Сервис».

Mr. Gorobtsov was born on September 12, 1966 in Donetsk Region.

He graduated from Saratov Oil Geology Exploration Colledge in 1988, majoring in Oil Engineering. In 1999 Mr. Gorobtsov graduated from Moscow State Open University with a degree in “technologies and equipment for mineral deposits exploration”. There he obtained a grade of “Mining Engineer”.

He started his career in 1988 at Aganskoe Oil and Gas Exploration Enterprise as a Driller's Assistant of 5th grade.

In 1991 he continued his career in a joint US-USSR company “Belye Nochi”. There Mr. Gorobtsov was working in the Well Servicing and Workover Department. His positions included Driller's Assistant of 6th grade and Well Puller.

Starting from the year of 2000, he was working in SP MeKaMineft, CJSC as a Well Servicing and Workover Engineer and later as a Deputy Head of Well Servicing and Workover Department and the Head of Coiled Tubing Department.

In 2014 he was appointed Chief Operating Officer of Yunergo Service, LLC.





«Время колтюбинга»: Матвей Валентинович, познакомьте наших читателей с компанией ООО «Юнэрго Сервис». В каком регионе она ведет свою деятельность?

Матвей Горобцов: ООО «Юнэрго Сервис» – молодая компания. Ее возраст – около двух лет. Мы работаем на Крайнем Севере, в ЯНАО.

ВК: Кто Ваши основные заказчики, если не секрет?

М.Г.: Не секрет. Наш основной заказчик – ОАО «Газпромнефть-ННГ».

ВК: На каких работах специализируется ООО «Юнэрго Сервис»?

М.Г.: В основном это промывки и кислотные обработки скважин, освоение азотом и ГПП перед ГРП.

ВК: Какова глубина скважин в регионе Ваших работ?

М.Г.: Скважины глубокие. Встречаются даже глубиной более четырех тысяч метров. На таких глубинах мы проводим и ГПП.

ВК: А горизонтальные участки имеются?

М.Г.: Да, и в горизонте мы проводим гидropескоструйную перфорацию.

ВК: ГРП Ваша компания проводит?

М.Г.: Нет, ГРП делает ООО «КВС Интернэшнл» или ООО «Пакер Сервис».

Coiled Tubing Times: Matvey Valentinovich, could you please acquaint our readers with Yunergo Service, LLC? What is the region of its main activities?

Matvey Gorobtsov: Yunergo Service, LLS is a start-up company. It was established about 2 years ago. The company operates in Yamal-Nenets Autonomous District and the regions of Extreme North.

CTT: If you don't mind my asking, what are the main customers of your company?

M. Gorobtsov: It's not a secret. Our main customer is Gazpromneft-NNG, JSC.

CTT: What is the range of operations that Yunergo Service, LLC performs?

M. Gorobtsov: We specialize in well cleanouts, acid treatments, nitrogen lifting and hydraulic jet perforation operations performed in the frame of hydraulic fracturing jobs.

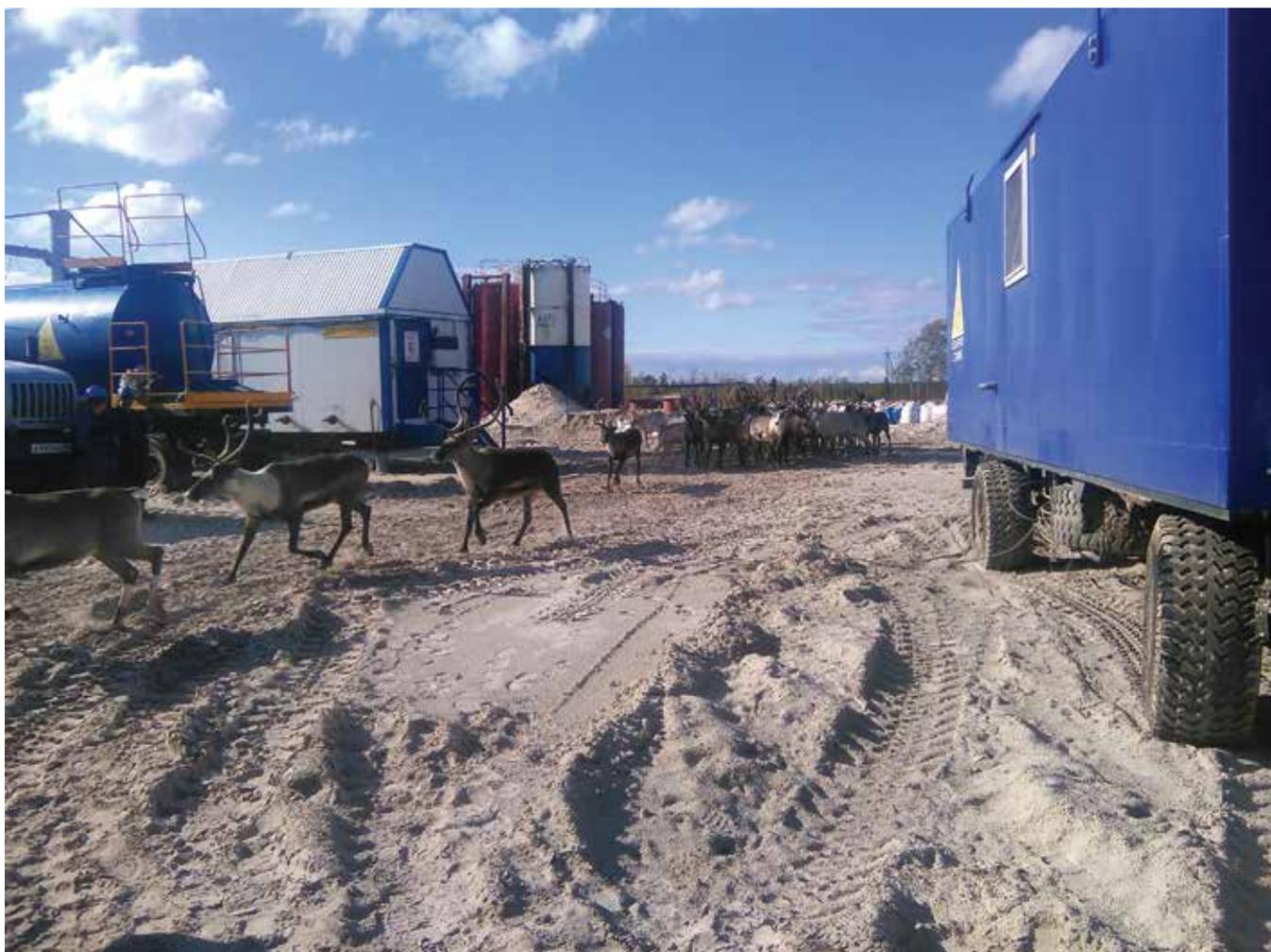
CTT: What is the depth of wells in the region where your company operates?

M. Gorobtsov: Wells are rather deep. The maximum depth of certain wells exceeds 4,000 meters (13,120 ft).

We perform various operations at such depths, including hydraulic jet perforation.

CTT: Do these wells have horizontal sections?

M. Gorobtsov: Yes, they do. We perform hydraulic jet perforation in horizontal sections as well.



ВК: При промывках и кислотных обработках ООО «Юнэрго Сервис» использует химреагенты отечественного производства или импортные?

М.Г.: Реагенты используются отечественные. Композиции нам предоставляет заказчик.

ВК: У ООО «Юнэрго Сервис» имеются колтюбинговые установки. Какие именно?

М.Г.: У нас работают две колтюбинговые установки, «тридцатки» (МК30Т) производства СЗАО «ФИДМАШ». Обе – на шасси МЗКТ.

ВК: Каковы критерии Вашей компании при выборе дорогостоящего оборудования?

М.Г.: Наша компания молодая. Она создавалась уже в «эпоху» импортозамещения. Поэтому ничего заокеанского у нас нет. Смысла нет покупать импортное. А критерии выбора оборудования – это цена, надежность, доступность запасных частей, качественное гарантийное и постгарантийное обслуживание.

ВК: И всем этим требованием отвечает бренд «ФИДМАШ»?

М.Г.: Да. С продукцией СЗАО «ФИДМАШ» я знаком уже лет 5–6, еще со времен моей работы в другой компании, в ЗАО «СП «МеКаМиннефть». Там мне тоже пришлось с нуля организовывать

CTI: And what about hydraulic fracturing operations?

M. Gorobtsov: We do not perform this kind of operations. Hydraulic fracturing is usually done by KWS International, LLC or Packer Service, LLC.

CTI: Does Yunergo Service, LLC use domestic or imported chemical agents during well cleanout and acid treatment operations?

M. Gorobtsov: The company uses domestic chemicals. Chemical compositions are usually supplied by the customer.

CTI: We know that Yunergo Service, LLC has a number of coiled tubing units. Can you provide any further details?

M. Gorobtsov: The company owns two МК30Т coiled tubing units manufactured by FIDMASH. Both units have MZKT chassis.

CTI: What are the main criteria that your company applies to the purchase of equipment?

M. Gorobtsov: Our company is young. It was established in the import substitution era. That's why we have no imported equipment. There is no point for us to purchase equipment from abroad. As regards the equipment selection criteria, I can say that they include price, reliability, availability of spare parts and high-quality after-sales service.

подразделение, работающее с гибкой трубой. И там тоже работали две «тридцатки» марки «ФИДМАШ».

ВК: По наблюдениям нашего журнала, колтюбинговые установки тяжелого класса приобретают все большее распространение. Особенно востребованы они на Крайнем Севере и в Восточной Сибири.

М.Г.: Это закономерно, потому что глубины скважин увеличиваются.

ВК: Если не ошибаюсь, компания ЗАО «СП «МеКаМиннефт» производит работы тоже в северных районах?»

М.Г.: Да. Мы работали в Ханты-Мансийске и Нефтеюганске. Там скважины несколько помельче, чем в районах, где мы работаем теперь. Там глубины 2800–3000 м, реже 3300–3500 м. Поэтому там мы много операций делали, примерно 110–115 в год одним флотом ГНКТ. И объемы работ там побольше были. Но и здесь, в ООО «Юнэрго Сервис», не сомневаюсь, скоро наростим темпы.

ВК: Какие уникальные работы Вам удалось осуществить?

М.Г.: Например, при ГПП можно работать на поглощение: это когда обратной циркуляции нет и весь песок остается в скважине.

ВК: Такая методика, очевидно, применима не для любой скважины?

М.Г.: Все зависит от конструкции скважины, от проницаемости пластов и других факторов. Если скважина способна песок принять, то мы работаем. В горизонте такая методика намного эффективнее, да и безопаснее работать именно на поглощение. Когда работаем на циркуляцию, возможна засыпка оборудования, а когда на поглощение – таких проблем нет. Перед началом работ мы определяем приемистость. Если скважина принимает, то мы работаем на поглощение, но опять же по согласованию с заказчиком.

ВК: Сколько времени в среднем занимает скважино-операция?

М.Г.: Сутки. Бывает чуть больше. Бывало и четверо суток.

ВК: Как на темпе работы сказывается смена времен года?

М.Г.: Да никак. Просто к зиме нужно начинать готовиться пораньше, чтобы быть готовыми, когда она «неожиданно» придет.

ВК: Какие в Вашем регионе зимой температуры?

М.Г.: Обычно минус тридцать. Бывает теплее – минус двадцать. ➔

CTT: Does FIDMASH meet all these requirements?

M. Gorobtsov: Yes. I have already known FIDMASH's products for 5–6 years, since my work in SP MeKaMineft, CJSC. There I had a similar experience of establishing new Coiled Tubing Department from scratch. And there we had two FIDMASH's MK30T coiled tubing units as well.

CTT: According to investigations of our Journal, heavy-weight coiled tubing units are gaining ground. They are especially in demand in Eastern Siberia and Extreme North regions.

M. Gorobtsov: It is a natural result since the depths of wells are continuously increasing.

CTT: If my memory serves me correctly, SP MeKaMineft, CJSC also operates in Extreme North regions, right?

M. Gorobtsov: Yes. We worked in Khanty-Mansiysk and Nefteyugansk. The average depth of wells there is a bit less than in the regions where we currently operate. It is usually between 2,800 and 3,000 meters (9,180–9,840 ft). In rare cases it can be as high as 3,300–3,500 meters (10,820–11,480 ft). That's why the annual number of operations there was around 110–115. The volume of work was greater there. But I don't doubt that Yunergo Service, LLC will “gather momentum” in the nearest future.

CTT: What unique operations have you performed?

M. Gorobtsov: For example, we've performed overbalanced hydraulic jet perforation. It means that there is no reverse circulation and all sand is left in the wellbore.

CTT: Such operation can be applied only to a limited number of well designs, right?

M. Gorobtsov: It depends on the well design, formation permeability and a set of other aspects. If the well is able to intake sand, we can perform such an operation. This approach is more efficient and safer if used in horizontal wells. When we have reverse circulation it is possible to cover the equipment with sand, while the overbalanced approach has no such problems. First of all, it is necessary to estimate well's intake capacity. If it's rather high we use overbalanced approach. But, anyway, we need the corresponding approval from a customer.

CTT: What is the average rig-up time in that case?

M. Gorobtsov: One day. However, sometimes it may take up to four days.

CTT: Is there any dependence on the season?

M. Gorobtsov: No. You just have to prepare everything in advance in order to be ready when winter “suddenly” comes. ➔

ВК: Какими операциями Вы собираетесь дополнить спектр оказываемых услуг?

М.Г.: Прежде всего, разбуркой портов после многостадийных ГРП. Наша вторая «тридцатка» приобретена именно для этих операций. Будем производить их с гибкой трубой диаметром 44 или 50 мм, с увеличенным узлом намотки.

ВК: Какие еще технологии, по Вашему мнению, будут высоко востребованы заказчиком Вашей компании в ближайшем будущем?

М.Г.: Я думаю, что будет востребована геофизика. ГИС на колтюбинге уже очень популярны дальше на север – в Уренгое. Но я уверен, что большая потребность в таких работах появится и в нашем регионе. Не сдадут позиций и кислотные обработки, поскольку от них никак нельзя отказаться. Трубу, конечно, жалко, потому что она портится от кислоты очень быстро. Но приходится на это идти, деваться некуда, да и грамотный подбор ингибитора коррозии помогает продлить жизнь трубе. Ну и разбурка портов МГРП пока будет востребована.

ВК: С другими сервисными компаниями, работающими в Вашем регионе, ООО «Юнэрго Сервис» ощущает себя конкурентом?

М.Г.: Как я говорил ранее, у нас работают флоты ГНКТ ООО «КВС Интернэшнл» и ООО «Пакер Сервис». Можно сказать, что мы с ними конкурируем, поскольку в одних и тех же тендерах участвуем. Но пока нам с ними тягаться рано – у них базы наработаны за много лет, много оборудования, техники, достаточно бригад.

ВК: Но у Вас все впереди: старт взят высокий! По одинаковому ли пути, по Вашему мнению, идут крупные и некрупные российские нефтегазосервисные компании? Есть ли различия в видах работ, на которых те или другие специализируются?

М.Г.: Услуги, на которых специализируются крупные и некрупные компании, разнятся. Мелким компаниям, думаю, трудно будет выживать. Две-три колтюбинговые установки – это, считаю, мало. У сервисной компании их должно быть как минимум пять да еще флот ГРП. Тогда компания будет конкурентоспособной.

ВК: Такой путь Вы видите для ООО «Юнэрго Сервис»?

М.Г.: Да, именно такой.

ВК: Намеревается ли ООО «Юнэрго Сервис» экспортировать услуги в другие регионы?

М.Г.: Если поступит такое предложение, то, конечно, поедem в другое место.

ВК: Цены на нефть остаются невысокими,

CTI: What are the temperatures in your region during the winter season?

M. Gorobtsov: Usually it's about minus 30 degrees Celsius. Sometimes it can be warmer – up to minus twenty.

CTI: What service operations do you plan to include in your portfolio?

M. Gorobtsov: First of all, we plan to master milling of multi-stage frac ports. Our second MK30T coiled tubing unit was purchased for these very operations. We plan to perform these operations with 44 mm (1.75") or 50 mm (2") coiled tubing. The unit will be equipped with an enlarged reel.

CTI: What technologies, in your opinion, will soon be in high demand by your current customer?

M. Gorobtsov: I think that well logging operations will be in demand. CT well logging is very popular in Urengoy, which is to the north of our region. But I believe that the need for such operations will appear in our region as well. Acid treatments will still be in demand because there is no way to give up on them. Too bad that coiled tubing gets spoiled by acid rapidly. But we have to use it anyway. Moreover, proper selection of corrosion inhibitor allows to prolong coiled tubing's life. Milling of multi-stage frac ports will be in demand as well.

CTI: Does Yunergo Service, LLC have any rivals in the region of its operation?

M. Gorobtsov: As I told earlier, we have coiled tubing fleets of KWS International, LLC and Packer Service, LLC operating in our region. I can say that they are our rivals since we bid for the same tenders. But for now it is rather difficult to compete with them. They have lots of equipment, crews, etc.

CTI: But I believe you will succeed! Your company has good potential! Do major and small Russian oilfield service companies choose the same business paradigm, in your opinion? Are there any differences in the types of operations they specialize in?

M. Gorobtsov: The types of services which major and small companies specialize in are different. I think that for small companies it will be more difficult to survive. In my opinion, two or three coiled tubing units is a little number. A service company should have at least five coiled tubing units plus hydraulic fracturing fleet. Then the company will be commercially viable.

CTI: Is it the path that you plan to follow at Yunergo Service, LLC?

M. Gorobtsov: Exactly.

CTI: Does Yunergo service, LLC have an intention to expand its services to other regions?

M. Gorobtsov: If we have such an offer, we will definitely take it.



западные санкции продолжают действовать, качественное оборудование стоит дорого. Будет ли в этих условиях российский высокотехнологичный нефтегазовый сервис развиваться?

М.Г.: Будет, без сомнения. Что касается оборудования, нас устраивает качество продукции СЗАО «ФИДМАШ», потому что это оборудование надежно работает в тех условиях, в каких работаем мы. Предприятие на рынке много лет, технические решения отточены, ну и к нашим предложениям изготовители оборудования прислушиваются, идет продуктивный диалог.

ВК: Что бы Вы хотели пожелать коллегам – специалистам нефтегазового сервиса, работающим в других регионах?

М.Г.: Главное, чтобы не подводило здоровье и всегда сопутствовала удача! И чтобы мозги работали в нужном направлении. Предлагайте свои идеи и разработки – пусть они будут лучше зарубежных. И надежных товарищей рядом!

ВК: Таких, как у Вас в ООО «Юнэрго Сервис»?

М.Г.: Да, таких, как наши парни, которых я знаю не один год. Основной костяк команды пришел в ООО «Юнэрго Сервис» за мной из ЗАО «СП «МеКаМиннефт».

В частности, мы пришли вместе с Алексеем Шевцовым и Александром Крюковым. Вместе мы создавали бригады, прорабатывали инструкции... В общем, в ООО «Юнэрго Сервис» начали всё с чистого листа.

ВК: Пусть на Вашем чистом листе будут появляться только самые точные цифры! ☉

Беседовала Галина Булыка, «Время колтюбинга. Время ГРП»

CTI: The commodity prices are still low, Western sanctions are still underway and high-quality equipment is expensive. Will Russian high-tech oil and gas service be developed in these circumstances?

M. Gorobtsov: With no doubt, it will. As regards the equipment, we are completely satisfied with the products of FIDMASH since its equipment reliably operates under conditions of Extreme North. The company has a good market experience, technical solutions are mastered, while our suggestions are not ignored and we have constructive dialogue with them.

CTI: What would you like to wish to your colleagues, oil and gas experts working in other regions?

M. Gorobtsov: The main things are good health and luck! And I wish their ideas to be successful. Suggest your own ideas and developments. Let them be better than the foreign ones. And I wish you solid comrades to get your back!

CTI: The ones that you have at Yunergo Service, LLC?

M. Gorobtsov: Yes. The ones like our guys whom I've known for many years. The major part of the team that we have at Yunergo Service, LLC came with me from SP MeKaMineft, CJSC. In particular, I would like to mention Alexey Shevtsov and Alexander Kryukov. Together we have gathered crews, worked through the manuals, etc. We have started everything from scratch at Yunergo Service, LLC.

CTI: We wish you all the best! ☉

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times. Hydraulic Fracturing Times



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

III МЕЖДУНАРОДНАЯ (XI ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»

**состоится 24 июня 2016 года в Российском государственном
университете нефти и газа имени И.М. Губкина, по адресу: г. Москва,
Ленинский проспект, д. 65**

Конференция посвящается 85-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Организаторами мероприятия выступают: Министерство образования и науки Российской Федерации, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), НОЦ «Промысловая химия», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НП «Национальный институт нефти и газа».

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.



ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ (АНПД)

RESEARCH AND DEVELOPMENT OF WELL-KILLING AND FLUSHING FLUID FOR WELLS WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PREASSURE (ALRP)

Л.А. МАГАДОВА, профессор, д. т. н., М.А. ЧЕРЫГОВА, аспирант, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина

L. MAGADOVA, Ph. D, Associate Professor, M. CHERYGOVA, Ph. D candidate, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

В настоящее время большинство месторождений отечественной нефтегазовой отрасли находится на поздней стадии разработки, поэтому резко возросло число скважин, характеризующихся аномально низким пластовым давлением. Применение для глушения таких скважин растворов на водной и водно-солевой основе невозможно из-за их высокой фильтрации в пласт. При этом происходит кольматация пласта, что приводит к ухудшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта [1].

Другой причиной, влияющей на снижение производительности скважин, является образование асфальтено-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) на поверхности подземного нефтедобывающего оборудования. Одним из эффективных методов удаления АСПО является применение различных углеводородных (УВ) растворителей. Существенными недостатками всех традиционных УВ-растворителей являются высокие пожаровзрывоопасность и стоимость, а также отсутствие способности удерживать диспергированные частицы АСПО в своем объеме [2].

Поэтому целесообразно ориентироваться на разработку технологических жидкостей многофункционального назначения с универсальными свойствами, позволяющими использовать ЖГ одновременно для решения этих задач. Так, если при глушении скважины, на которой проводится ремонт, применять жидкость, обладающую одновременно свойствами задавочной жидкости и способностью растворять парафинистые и асфальтосмолистые отложения, то операцию обработки призабойной зоны можно совместить с подземным ремонтом.

Поэтому разработка состава жидкости глушения для скважин с АНПД, сохраняющего коллекторские свойства продуктивного пласта и обладающего регулируемой фильтратоотдачей, а также обладающего эффективной отмывающей способностью по отношению к АСПО, способного удерживать диспергированные частицы отложений, и разработка комплексной технологии промывки скважины с АНПД являются актуальными научными и практическими задачами совершенствования технологии глушения скважин. ➔

At present time, most of Russian oilfields are at the closing stage of development. This resulted in an increase in number of wells with abnormally low reservoir pressure (ALRP). Killing this type of wells with water and water-saline solutions cannot be performed due to fluid invasion in formation. In this case solution fills in reservoir pores leading to filtration properties impairment.

Another reason for decrease in wells productivity is the build-up of asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD) on the surface of bottomhole equipment. One of the most effective methods of removing these deposits is the application of different hydrocarbon solvents. Substantial disadvantages of all conventional hydrocarbon solvents are high explosive risk, high cost and inability to hold dispersed particles of ARPD in suspension.

That's why it is necessary to focus on the development of multifunctional all-purpose fluids that enable using well-killing fluids for performing these tasks simultaneously. Providing that we could use well-killing fluid that enables complete removal of ARPD it would be possible to combine bottom-hole treatment with workover operation.

Therefore it is essential scientific and practical task to advance killing technology for wells with ALRP by developing killing fluid composition with the following properties: adjustable filtrate return, ability to completely remove ARPD and suspend dispersed particles of ARPD. Also one of the most challenging tasks is to develop integrated cleanout technology for wells with ALRP.

Research and Development Center "Oilfield Chemistry" team of Gubkin Russian State University of Oil and Gas has been developing composition of polysaccharide-based well-killing and flushing fluid that enables complete ARPD removal. It has become possible due to adding specially selected surfactant composition to polysaccharide-based killing fluid (PSKF). This composition consists of anionic and nonionic surfactant and a small amount of hydrocarbon solvent.

Development of polysaccharide-based well-killing and flushing fluid composition included the following research stages:

1. Selection of surfactants that enable complete ARPD removal.
2. Selection of effective solvents for ARPD removal.
3. Development of multifunctional process fluid for ➔

Сотрудниками научно-образовательного центра «Промысловая химия» при Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина разрабатывается состав полисахаридной жидкости глушения и промывки скважин на основе полисахаридной жидкости для глушения скважин (ПСЖГ), обладающий эффективной отмывающей способностью по отношению к АСПО [3]. Это стало возможным благодаря введению в состав ПСЖГ специально подобранной композиции ПАВ, состоящей из анионного и неионогенного ПАВ, и небольшого количества углеводородного растворителя.

Разработка состава ПСЖГП включала в себя следующие этапы исследований:

1. Подбор ПАВ, водные растворы которых обладают высокой отмывающей способностью по отношению к АСПО;
2. Подбор эффективных растворителей для удаления АСПО;
3. Разработка технологической жидкости многофункционального назначения, выполняющей одновременно функцию жидкости для глушения скважин с АНПД и удалителя АСПО;
4. Разработка технологии промывки скважины с АНПД.

Объектом исследований были АСПО Кумкольского месторождения. Нефтяная залежь горизонта М-1. Данные о физико-химических характеристиках АСПО представлены в табл. 1.

В качестве удалителей АСПО могут использоваться водные растворы ПАВ. Удалители этого типа можно классифицировать как моющие смеси, поскольку их действие сводится не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. Были проведены исследования по сравнительной оценке отмывающей способности водных растворов ПАВ методом «холодного стержня» (РД 39-3-1273-85). Были испытаны 4%-е водные растворы ПАВ. Результаты проведенных исследований представлены на рис. 1.

В результате проведенных исследований наилучшую отмывающую способность показали водные растворы неионогенного N3 и анионного An5 ПАВ. Композиция выбранных ПАВ обладает синергетическим эффектом и характеризуется более высокой отмывающей способностью по отношению к АСПО по сравнению с индивидуальными веществами. В результате была подобрана композиция ПАВ, обладающая наилучшими моющими свойствами. Оптимальное соотношение выбранных анионного и неионогенного ПАВ в ПСЖГП позволяет увеличить отмывающую способность состава в 1,8 раза по сравнению с пресной водой (рис. 3).

Применение различных углеводородных растворителей широко распространено для удаления АСПО. Углеводородные растворители, помимо непосредственного растворения АСПО, в той или иной степени могут проявлять

performing killing operation for wells with ALRP and ARPD removal simultaneously.

4. Development of cleanout technology for wells with ALRP.

Subject of research: ARPD in Kumkolskoye oil-field equipment. Oil deposit in M-1 horizon. Table 1 presents physical and chemical characteristics of ARPD.

Таблица 1 – Физико-химические характеристики АСПО

Table 1 – Physical and chemical characteristics of ARPD

Физико-химические характеристики АСПО Physical and chemical characteristics of ARPD		
№	Показатели Factors:	Значения Values
1	Плотность, г/см ³ Density, g/sm ³	0,88
2	Содержание воды, % об. Water content, vol. %	3,8
3	Содержание мехпримесей, % об. Mechanical impurities, vol. %	4,94
4	Температура плавления, °С Fusion point, °C	46
5	Структурно-групповой состав, % Composition, %	
	Парафины (П) Paraffins (P)	8,3
	Смоли (С) Resins (R)	3,36
	Асфальтены (А) Asphaltenes (A)	6,05
	Σ (С+А) Σ (R+A)	9,41
	П/(А+С) P/(A+R)	0,88
	Тип АСПО ARPD type	асфальтеновый asphaltene

Aqueous solutions of surfactants can be used as ARPD eliminators. Such solutions can be classified as cleanout fluids because its main functions are ARPD components dispersion and cleanout, not dissolution. Detergency tests were carried out on aqueous solutions of surfactants by «cold rod» method. 4% aqueous solutions of surfactants were tested. Figure 1 demonstrates test results.

According to the experimental data, aqueous solutions of nonionic surfactant N3 and anionic An5 showed the highest detergency. Mixture of selected surfactants has synergistic effect. It is characterized by higher detergency as compared to separate surfactants. Consequently surfactants mixture with the highest cleanout properties was selected. The optimal proportion of nonionic and anionic surfactants in polysaccharide-based killing and flushing fluid enables detergency enhancement by a factor of 1.8 as compared to fresh water (Fig. 3).

Application of different hydrocarbon solvents is widely used for ARPD removal. Apart from ARPD dissolving, hydrocarbon solvents can serve as dispersion agents. When selecting the most effective solvent for ARPD, research team carried out comparative evaluation of dissolving, dispersion and detergency capacities under static and dynamic

диспергирующие свойства. При подборе наиболее эффективного растворителя для исследуемого АСПО была произведена сравнительная оценка растворяющей, диспергирующей и моющей способности растворителей в статических и динамических условиях по методу «корзиночек» СТ-07.-00-00-02. Под моющей способностью понимается общее количество АСПО, перешедшее в растворитель и находящееся в нем как в растворенном, так и диспергированном состоянии.

В результате проведенных исследований была проведена оценка моющей способности растворителей различной природы. Результаты проведенных исследований представлены на рис. 2.

Известно, что АСПО, являясь сложной дисперсной системой, представленной парафинами, смолами и асфальтенами в нефтяной фазе, растворяются в углеводородных растворителях в соответствии со своей природой и свойствами растворителя. Исследуемый АСПО характеризуется высоким суммарным содержанием смол и асфальтенов – 9,41% мас., и относится к асфальтеновому типу (соотношение Парафины/(Смолы+Асфальтены) < 0,9). Как известно, доля ароматического углерода в асфальтенах значительно превышает долю алифатического, поэтому наиболее эффективные растворяющие свойства по отношению к исследуемому АСПО показал Нефрас А 130/150 с содержанием ароматических углеводородов более 50% [4]. Нефрас А 130/150 также показал достаточно высокую растворяющую способность по сравнению с диспергирующей, что немаловажно для обработки призабойной зоны пласта, так как разрушение АСПО будет заключаться в основном в их растворении, при этом количество образующегося осадка (диспергированных отложений) минимально.

Добавление оптимального количества Нефрас А 130/150 в ПСЖГ, содержащего подобранную композицию ПАВ, позволяет достигнуть хорошую отмывающую способность состава (рис. 3).

Таким образом, в результате проделанных исследований был разработан нефилтрующий состав полисахаридной жидкости для глушения и промывки скважин при АНПД, обладающий эффективной отмывающей способностью по отношению к исследуемому АСПО.

Основным критерием успешности промывки скважины с АНПД является наличие циркуляции. Если при закачке промывочной жидкости в затрубное пространство создается гидростатическое давление столба жидкости, превышающее пластовое, то происходит «поглощение» жидкости в пласт, что приводит к неэффективности технологической операции.

Проблема отсутствия циркуляции при промывке скважин с АНПД является актуальной задачей и требует разработки новых технологических решений. Предложена технология промывки скважин с АНПД с предварительной закачкой блокирующей пачки ПСЖГП непосредственно

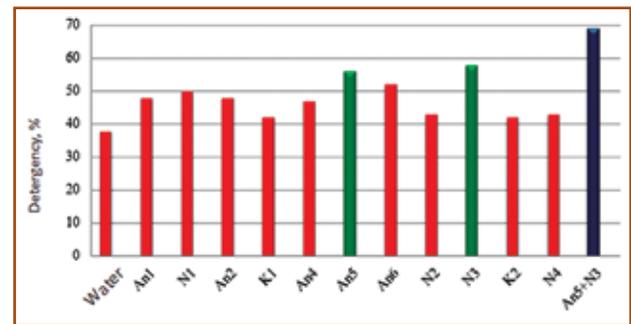


Рисунок 1 – Отмывающая способность водных растворов ПАВ

Figure 1 – Detergency of aqueous solutions of surfactant

conditions with «the method of baskets». Detergency is the total volume of ARPD exposed to solvent in either the dissolved or dispersed state.

Evaluation of detergency of different solvents was carried out during research. Research results are shown in fig. 2.

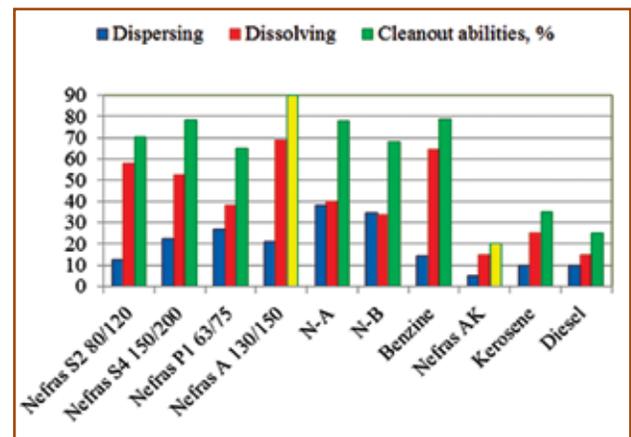


Рисунок 2 – Моющая способность углеводородных растворителей

Figure 2 – Detergency of hydrocarbon solvents

It is known that ARPD is a complex dispersion system of asphaltenes, resins and paraffins in the oil phase. ARPD are dissolved in hydrocarbon solvents in accordance with ARPD nature and solvent properties. ARPD under study is of the asphaltene-type (ratio Paraffins/(Resins+Asphaltenes) < 0,9), it is characterized by high cumulative content of resins and asphaltenes – 9.41 % wt. It is known that the aromatic carbon portion of asphaltene is significantly higher than the aliphatic carbon portion. That's why Nefras A 130/150 with a high content of aromatic hydrocarbons (more than 50%) showed the most effective ARPD dissolution properties [4]. Also Nefras A 130/150 showed high dissolving capacity as compared to dispersing one. This is a significant factor for bottomhole treatment operation since ARPD destruction is performed mostly by dissolving while the volume of formed residue (dispersed deposits) remains minimal.

Adding appropriate volume of Nefras A 130/150 with selected surfactant composition to PSKF enables

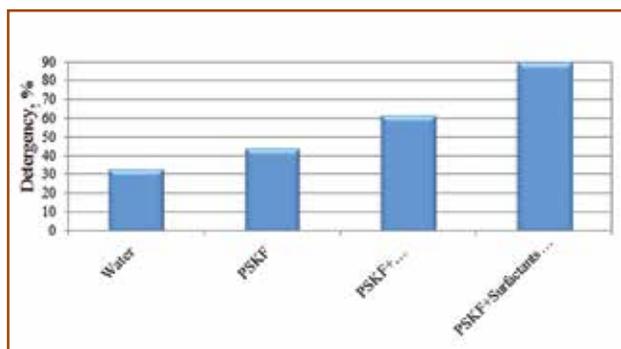


Рисунок 3 – Влияние содержания композиции ПАВ и растворителя на отмывающую способность ПСЖТП
Figure 3 – Surfactant and solvent composition content versus PSKFF detergency

перед обработкой. Блок-пачка перекрывает интервалы перфорации и не позволяет промывочной жидкости проникать в пласт с низким пластовым давлением (рис. 4). В результате использования блок-пачки при данной технологической операции происходит восстановление циркуляции на скважинах с «поглощением». Разработанный состав ПСЖТП обладает высокой отмывающей способностью по отношению к АСПО, поэтому при использовании его в роли блок-пачки позволит отмывать от отложений АСПО зону в интервале перфорации.

В качестве растворителя для промывки скважины предложено использование исследованных в данной работе нефтяных растворителей, показавших максимальных отмывающий эффект:

- Нефрас А 130/150;
- Нефрас С4 150/200;
- Бензин 58/207;
- Растворитель Н-А.

При выборе оптимального растворителя также нужно руководствоваться его доступностью и экономической целесообразностью.

Также возможно использование водного раствора ПАВ в качестве удалителя АСПО. Предложено использование подобранного в данной работе комплекса ПАВ, показавшего максимальный отмывающий эффект по отношению к исследуемому АСПО. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 584 с.
2. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
3. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Мариненко В.Н., Силин М.А. и др. Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления//Патент 2246609 РФ, МПК E 21 В 43/12. – № 2003110792/03. Заявл. 15.04.2003; опубл. 20.02.2005.
4. Каменщиков Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. – 384 с.
5. Зейтман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 78 с.

to reach high detergency of fluid compound (Fig. 3).

As a result of experimental tests, research team developed non-filtering composition of polysaccharide-based killing and flushing fluid for wells with ALRP with effective detergency for ARPD under study.

Main criteria for effective cleanout of well with ALRP is – there must be circulation. When injecting cleanout fluid in annulus, hydrostatic pressure may exceed reservoir pressure, leading to loss of fluid to the reservoir, resulting in operation inefficiency.

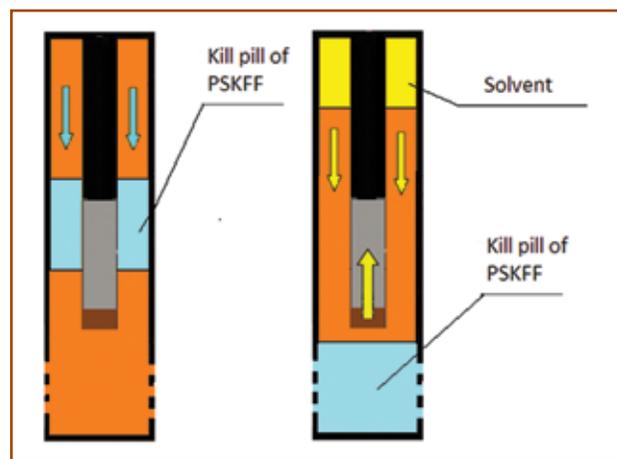


Рисунок 4 – Принципиальная схема применения блокирующего состава ПСЖТП

Figure 4 – Concept scheme of application of PSKFF isolating composition

Loss of circulation during cleanout of wells with ALRP is a relevant problem. It requires development of new advanced technologies. The paper suggests the technology of cleanout of wells with ALRP with preliminary injection of PSKFF as a kill pill immediately prior to treatment. This kill pill isolates perforation intervals thus preventing cleanout fluid from penetrating layers with low reservoir pressure (Fig. 4). Application of kill pill in this operation enables to recover circulation in wells with fluid loss. Using designed PSKFF composition with high ARPD detergency as a kill pill enables effective removal of ARPD out of perforation interval zone.

The paper suggests application of hydrocarbon solvents with the highest detergency effect:

- Нефрас А 130/150
- Nefras A 130/150
- NefrasC4 150/200
- Benzine 58/207
- Solvent N-A

When selecting appropriate solvent it is important to take into consideration its availability and economic feasibility.

It is also possible to use aqueous solution of surfactant as an ARPD remover. The paper suggests using surfactants mixture that demonstrated the highest ARPD detergency effect. ☉



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Кислотоструйное бурение – одна из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта – обеспечивает создание фильтрационных каналов из открытого ствола или в вырезанной зоне эксплуатационной колонны в карбонатных коллекторах.



Оборудование обеспечивает возможность:

- эксплуатации в средах с высоким содержанием H_2S и CO_2 с максимальной рабочей температурой $120\text{ }^\circ\text{C}$;
- строительства участков с малым радиусом искривления (от 7 м);
- размытия нескольких боковых стволов за одну СПО на различных уровнях и различных азимутальных направлениях;
- создания боковых каналов в карбонатных пластах небольшой мощности;
- освоения скважины в процессе строительства ствола;
- записи траектории скважины.

Основные преимущества:

- высокая скорость проходки;
- короткие сроки проведения операции;
- отсутствие реактивного момента;
- низкая стоимость оборудования.

Применяется с колтюбинговой установкой, оснащённой гибкой трубой диаметром 38,1 мм или 44,5 мм, диаметр применяемых насадок 54 мм, 64 мм, 76 мм.

В качестве рабочей жидкости используется раствор HCl с концентрацией до 20%.

ИДЕАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПНП

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ГРП



(Часть 2)

М.А. СЕИДОВ, генеральный директор ООО «Рок Инжиниринг Сервисез»,
 М.Г. РАГИМОВ, главный инженер ООО «Рок Инжиниринг Сервисез»,
 Э.Р. СУЛТАНОВ, глава правления КТIV-холдинг,
 Ф.А. АСАДОВ, начальник отдела по организации и экспертизе бурения ПО «Азнефть»

Предлагаем ознакомиться с содержательным материалом, представленным компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в форме последовательной презентации слайдов. Поскольку слайдов около трех сотен, материалы публикуются в течение года в четырех номерах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Сегодня мы предлагаем вашему вниманию вторую часть презентации.

74

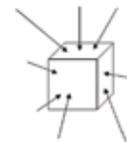
Основы ГРП

- Инициация трещины
- Рост трещины
- Жидкости разрыва
- Типы ГРП
- Расчеты

75

Тектонические силы

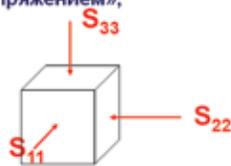
Помимо силы тяжести, существует множество других сил, также действующих в каждой точке земной коры. Хотя мы этих сил не видим, их наличие видно по результатам их действия; например, сбросы, складки, естественные трещины, горы и т.п. Эти силы – результат тектонической активности, возникающий в разные периоды геологического времени.



76

Напряжения в пласте

Любая система напряжений, действующая на точку, может быть представлена в виде трех взаимно перпендикулярных напряжений, которые называются «основными напряжениями». У этих трех напряжений будут различные значения. То, значение которого больше, называют «максимальным основным напряжением», меньшее – «миним. основным напряжением», а третье – «средним основным напряжением». Они обозначаются так: S_{11} , S_{22} , and S_{33} .



77

Действующее напряжение

- Действующее напряжение, σ_y , связано с суммарным по следующему уравнению

$$\sigma_y = S_y - P_o,$$

где

σ_y = тензор действ. напряжений

S_y = тензор суммарного напряжения

P_o = давление флюида

Напряжение сжатия положительное

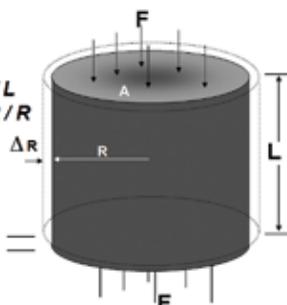
78

Механическое поведение пород

Осевая деформация $\epsilon_a = \Delta L / L$
 Радиальная деформ. $\epsilon_r = -\Delta R / R$

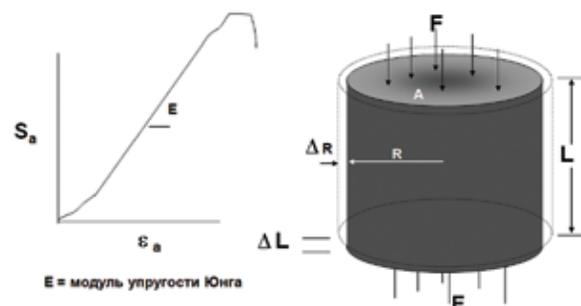
Осевое напряжение $S_a = F / A$

A = Площадь сечения цилиндра



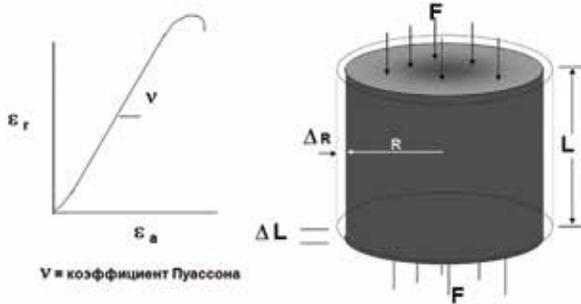
79

Модуль упругости Юнга



80

Коэффициент Пуассона



81

Определение констант породы

- Модуль Юнга, E , и коэффициент Пуассона, ν , измеряются в лаборатории на образцах керна. Процесс измерения очень похож на то, что описано в данной лекции.
- Если образцов керна нет, можно также использовать данные акустического каротажа, однако данный вид исследования, как правило, дает завышенные значения E и ν .
- Другие константы упругости;

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

G = модуль сдвига
 K = объемный модуль упругости

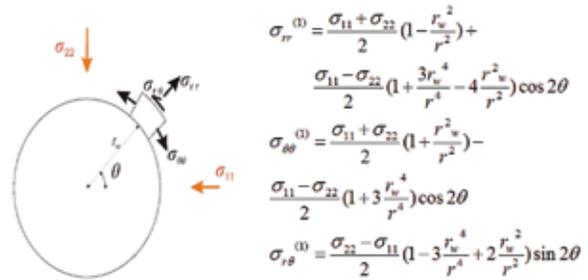
82

Напряженное состояние вокруг незакрепленного ствола

- Рассчитывается путем суммирования следующих трех компонентов напряжения:
 1. Напряжения, вызванные основными напряжениями (обозначается как $\sigma_{ij}^{(1)}$)
 2. Напряжения, вызванные давлением флюидов в стволе скважины (обозначается как $\sigma_{ij}^{(2)}$)
 3. Напряжения, вызванные проникновением флюида в пласт (обозначается как $\sigma_{ij}^{(3)}$)

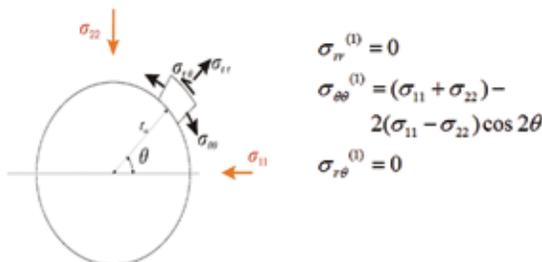
83

Влияние напряжений в пласте



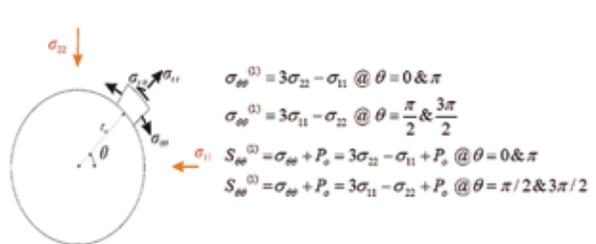
84

Влияние напряжений в пласте при $r = r_w$



85

Максимальные значения напряжений при $r = r_w$



86

Влияние давления флюида в стволе скважины

- Если давление флюида в стволе скважины – P_w , а пластовое давление – P_0 , то действующие напряжения, созданные давлением флюидов в стволе скважины, равны:

$$S_{rr}^{(2)} = \frac{r_w^2}{r^2} (P_w - P_0)$$

$$S_{\theta\theta}^{(2)} = -\frac{r_w^2}{r^2} (P_w - P_0)$$

$$S_{r\theta}^{(2)} = 0$$

At $r = r_w$

$$S_{rr}^{(2)} = (P_w - P_0), \quad S_{\theta\theta}^{(2)} = -(P_w - P_0), \quad S_{r\theta}^{(2)} = 0$$

87

Влияние проникновения флюида в стенку ствола скважины

- Проникновения флюида в стенку скважины вызывает напряжение. Оно определяется так:

$$S_{rr}^{(3)} = 0$$

$$S_{\theta\theta}^{(3)} = \alpha(P_w - P_0) \frac{1-2\nu}{1-\nu}$$

$$S_{r\theta}^{(3)} = 0,$$

где $\alpha = 1 - C_1 / C_2$, C_2 константа Бю
 C_1 = сжимаемость матрицы породы
 C_2 = объемная упругость породы
 ν = коэф. Пуассона

88

Максимальное напряжение растяжения, действующее на стенку скважины

Допуская, что $\sigma_{11} < \sigma_{22}$

$$S_{\theta\theta} = 3\sigma_{11} - \sigma_{22} + P_0 - (P_w - P_0) + \alpha(P_w - P_0) \frac{1-2\nu}{1-\nu}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{\theta\theta} - P_w = 3\sigma_{11} - \sigma_{22} - (P_w - P_0)(2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu})$$

89

Давление инициации трещины в незакрепленном стволе

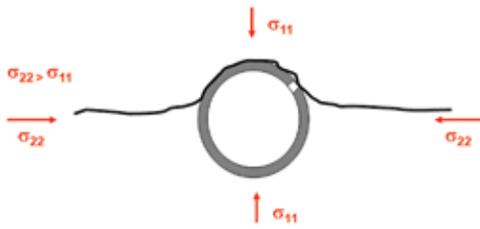
- Инициация трещины начинается тогда, когда r_{hb} равняется пределу прочности пласта на растяжение, r_t

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_t$$

$$P_c = \frac{3\sigma_{11} - \sigma_{22} - \sigma_t}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} + P_0$$

90

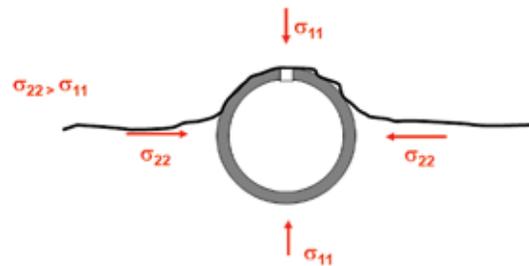
Инициация трещины в обсаженной скважине: влияние перфорационных отверстий



В обсаженных скважинах на точку инициации трещины, помимо давления разрыва, влияет ориентация перфораций. Она также может повлиять на распределение пропанта в двух крыльях трещины

91

Инициация трещины: влияние перфорационных отверстий



Бывают случаи, когда ориентация перфорации приводит к преждевременному экранированию

92

Инициация трещины: влияние перфорационных отверстий

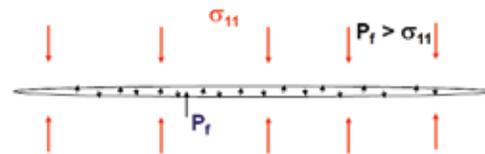
Расположение перфораций по спирали гарантирует, что по крайней мере часть из них совпадет с ориентацией трещин. Кроме того, такое расположение позволяет снизить давление инициации трещины.



93

Распространение трещины

Давление флюида, необходимое для распространения трещины, P_f , зависит от минимального основного напряжения σ_{11} . P_f должно быть больше, чем σ_{11} .

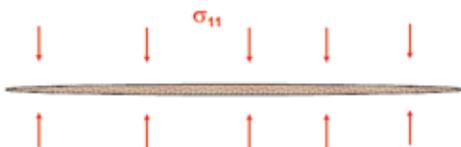


Ориентация трещины \perp направлению минимального основного напряжения

94

Поддержание трещины в раскрытом состоянии

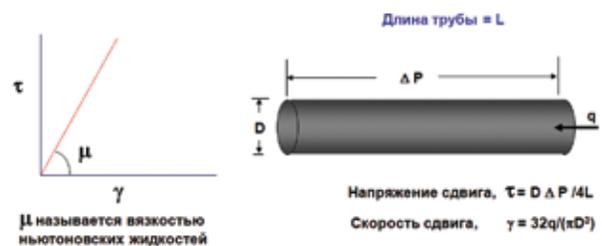
После обработки пропант поддерживает трещину в открытом состоянии. Сила, действующая на пропант, создается σ_{11} . Если пропант выбран неправильно, он может дробиться под действием σ_{11} .



95

Реология жидкостей разрыва

Ньютоновские жидкости



96 Реология жидкостей разрыва



97 Реология жидкостей разрыва

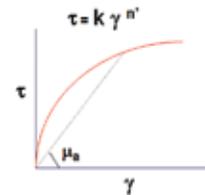


98 Распространенные реологические модели флюидов

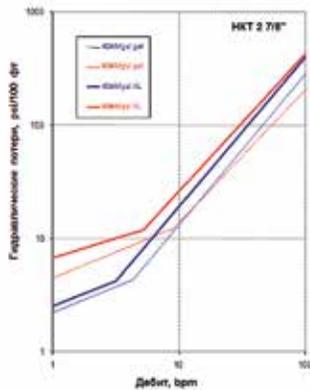


99 Кажущаяся вязкость жидкостей, подчиняющихся степенному закону

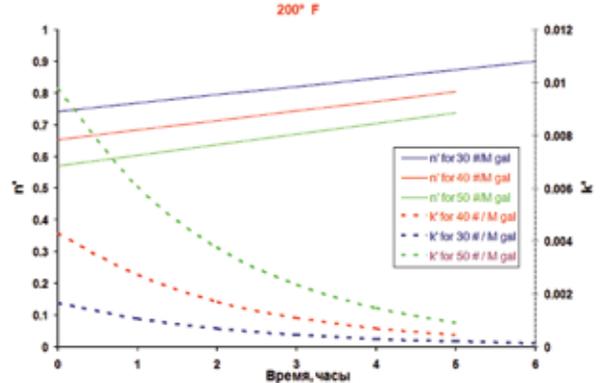
- Вязкость жидкостей, подчиняющихся степенному закону, зависит от скорости сдвига; чем выше скорость сдвига, тем ниже кажущаяся вязкость флюида.
- Скорость сдвига жидкостей разрыва высокая при течении в скважине и низкая при течении в трещине.



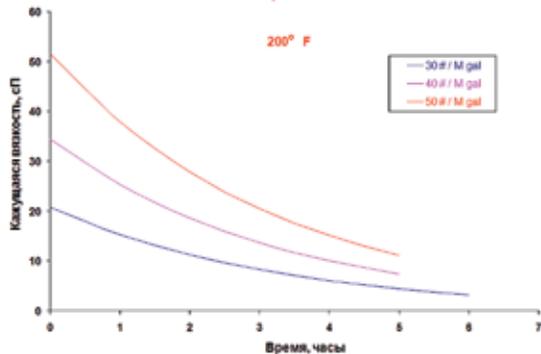
100 Гидравлические потери жидкости разрыва



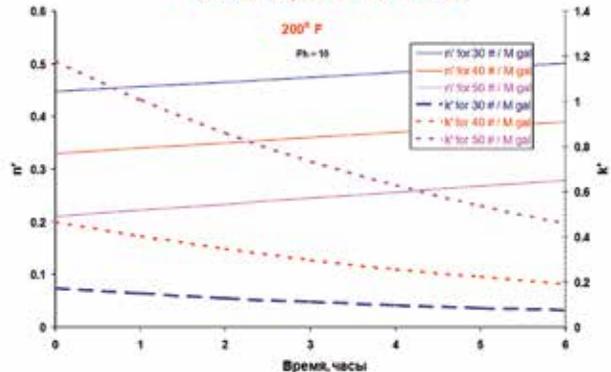
101 n' и k' от концентрации полимера



102 Кажущаяся вязкость от концентрации полимера при 170 1/сек

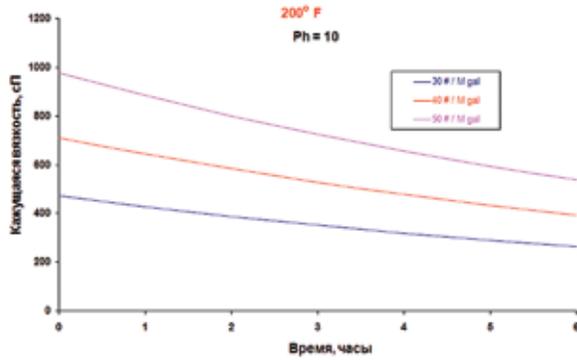


103 n' и k' от концентрации полимера Флюид с боратым сшивателем



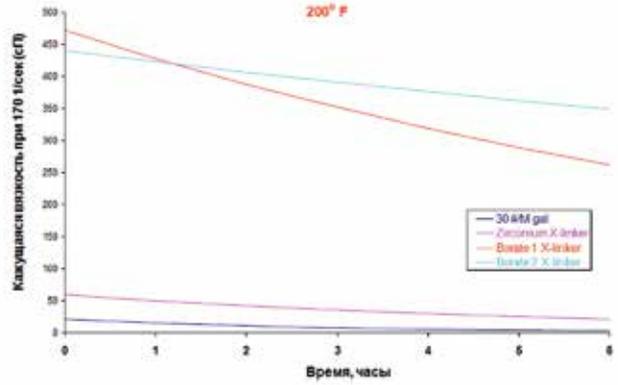
104

Кажущаяся вязкость при 170 1/сек от концентрации полимера
Флюид с боратым сшивателем



105

Влияние сшивания на вязкость полимера



106

Распространение трещины

Трещина продолжает распространяться до тех пор, пока в нее закачивается флюид, инфильтрующий в пласт.

Уравнение материального баланса для ГРП

$$\begin{aligned} &\text{Закачанный объем} \\ &= \\ &\text{Объем трещины} \\ &+ \\ &\text{Объем фильтрации} \end{aligned}$$

107

Объем трещины

Объем трещины зависит от ее длины, высоты и ширины. Эти три измерения взаимосвязаны.



108

Фильтрация в пласт жидкости разрыва при ГРП

Поскольку давление разрыва выше пластового давления, происходит фильтрация некоторой части жидкости разрыва в пласт. Одной из целей подбора жидкости разрыва является минимизация объема потерь.



Фильтрация флюида регулируется присадками и за счет выбора жидкости с высокой вязкостью

109

Уравнение фильтрации Картера

$$v = \frac{C_w}{\sqrt{t}}$$

v = Скорость фильтрации в пласт

C_w = Коэф. фильтруемости

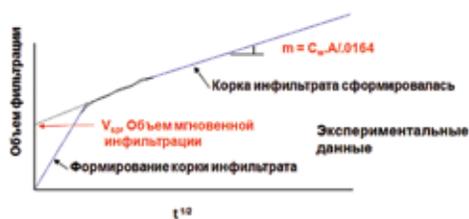
t = Время контакта пласта с флюидом

Если трещина достигла рассматриваемой точки в момент времени τ и времени закачки T , то

$$t = T - \tau$$

110

Фильтрация в пласт жидкости разрыва при ГРП



111

Различные механизмы фильтрации жидкости разрыва

Зависит от вязкости жидкости разрыва

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{k_i \Delta P \phi}{\mu_a} \right)^{1/2}$$

Зависит от сжимаемости и вязкости пластового флюида

$$C_c = 0.0374 \Delta P \left(\frac{K_r C_i \phi}{\mu_f} \right)^{1/2}$$

112

Номенклатура

C_t = общая сжимаемость породы
 k_f = относительная проницаемость породы к жидкости разрыва
 kr = проницаемость пласта к подвижному пластовому флюиду
 ΔP = разница в давлении между пластом и трещиной
 μ_a = вязкость жидкости разрыва, инфильтрующей в пласт
 μ_f = вязкость подвижного пластового флюида
 ϕ = пористость пласта

113

От чего зависит фильтрация

C_{vc} позволяет определить суммарное воздействие C_c и C_v

$$C_{vc} = \frac{2C_v C_c}{C_v + (C_v^2 + 4C_c^2)^{1/2}}$$

114

Расчет фильтрации

Если $C_{vc} > C_w$:

$$V_I = V_{sp} + 2 C_w t^{1/2}$$

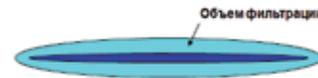
Если $C_w > C_{vc}$

$$V_I = 2 C_{vc} t^{1/2}$$

115

Объем фильтрации

Объем фильтрации зависит от длины и высоты трещины, объема мгновенной инфильтрации (V_{sp}), коэф. фильтруемости жидкости разрыва и продолжительности обработки



116

Расчет фильтрации

- Если известен коэф. фильтруемости (C_{vc} или C_w), мы можем рассчитать объем фильтрации для трещины заданной длины на момент времени t .

117

Ширина трещины

$$w = \frac{4(1 - \nu^2) \cdot \Delta P \cdot D}{E}$$

- w = ширина трещины
- D = доминирующая хар-ка трещины (длина или высота)
- ΔP = гидравлические потери при течении жидкости разрыва по трещине
- E = Модуль Юнга пласта
- ν = Коэф. Пуассона пласта

Поскольку E и ν мы контролировать не можем, единственный способ повлиять на форму трещины – посредством ΔP , которая в свою очередь зависит от реологии жидкости.

118

Расчет геометрии трещины

- Метод Перкинса и Керна
- Метод Гиртсмы и Де Клерка

119

Метод Перкинса и Керна для расчета геометрии вертикальной трещины

- Допущения
 - Пласт однородный, изотропный и линейно упругий
 - Ширина трещины пропорциональна ее высоте
 - В кач-ве жидкости разрыва используется ньютоновская жидкость
- 1. Рассчитываем потери давления на трение вследствие потока в трещине
- 2. Рассчитываем ширину трещины

120 Расчет потерь давления на трение вследствие потока вдоль трещины

Уравнение ламинарного потока Фэннинга

$$\frac{dP}{dx} = \frac{2fv^2\rho}{D_e}$$

Для ламинарного потока $f = \frac{16\mu}{D_e v \rho}$

Для эллипса $D_e = 3.6 \frac{W}{2.546}$

Подставляем и получаем $\frac{dP}{dx} = \frac{32(2.546)^2 Q \mu}{(3.6)^2 W^2}$

121 Номенклатура

D_e = приведенный диаметр

f = коэф. трения

H = высота трещины

P = давление

Q = расход при закачке

W = малый диаметр эллипса

v = f скорость флюида в трещине

122 Расчет потерь давления на трение вследствие потока вдоль трещины

Скорость жидкости в трещине определяется по $v = \frac{2Q}{\pi WH}$

Подстановка дает: $\frac{dP}{dx} = \frac{64(2.546)^2 Q \mu}{\pi(3.6)^2 W^3 H}$

123 Уравнение расчета ширины трещины

• Из Снеддона

$$W_{min} = \frac{2(1-\nu^2)(P-\sigma)H}{E}$$

E = Модуль Юнга

H = высота трещины

W_{min} = макс. ширина трещины у ствола скважины

σ = минимально основное напряжение в пласте

ν = Коэф. Пуассона

124 Расчет ΔP

• Допустим, Q = константа

$$\frac{dP}{dx} = \frac{8(2.546)^2 Q \mu E^3}{\pi(3.6)^2 (1-\nu^2)^3 (P-\sigma)^3 H^4}$$

$$(P-\sigma)^3 dP = \frac{8(2.546)^2}{\pi(3.6)^2} \left[\frac{\mu Q E^3}{H^4 (1-\nu^2)^3} \right] dx$$

$$\frac{(P-\sigma)^4}{4} = \frac{8(2.546)^2}{\pi(3.6)^2} \frac{\mu Q E^3}{H^4 (1-\nu^2)^3} L$$

$$\Delta P = \left[\frac{32(2.546)^2}{\pi(3.6)^2} \frac{\mu Q E^3}{H^4 (1-\nu^2)^3} L \right]^{1/4}$$

$$\Delta P = 1.50 \left[\frac{\mu Q E^3}{(1-\nu^2)^3 H^4} \right]^{1/4} L^{1/4}$$

125 Уравнение расчета ширины трещины

Допустим, $\square = 0.15$, и подстановка дает:

$$W_{max}(in) = 0.389 \left[\frac{(1-\nu^2)Q(bpm)\mu(cp)L(ft)}{E(psi)} \right]^{1/4}$$

Обратите внимание, что ширина трещины не зависит от ее высоты

126 Замечания к методу расчета R&K

• Самым важным аспектом метода является допущение о том, что ширина трещины пропорциональна высоте. Поскольку обычно исходят из того, что высота значительно меньше длины, расчетная ширина получается меньше, чем если бы допускали, что она пропорциональна длине (значение которой, как правило, бывает гораздо больше). Это означает, что расчетная длина оказывается гораздо большей из-за меньшей ширины!

127 Расчет длины трещины

$$\frac{(P-\sigma)^4}{4} = \frac{8(2.546)^2}{\pi(3.6)^2} \left[\frac{\mu Q E^3}{H^4 (1-\nu^2)^3} \right] (L-x)$$

$$(P-\sigma) = 1.5 \left[\frac{\mu Q E^3}{H^4} \right]^{1/4} (L-x)^{1/4}$$

$$W = 3 \left[\frac{\mu Q}{E} \right]^{1/4} (L-x)^{1/4}$$

$$V(ft^3) = 0.04 H(ft) \left[\frac{(1-\nu^2)\mu(cp)Q(bpm)}{E(psi)} \right]^{1/4} L^{3/4}(ft)$$

$$V(bbl) = 0.0072 \left[\frac{(1-\nu^2)\mu(cp)Q(bpm)L(ft)}{E} \right]^{1/4} H(ft)L$$

$$L = 51.46 \left(\frac{Q^2 t^4 E}{(1-\nu^2)\mu H^4} \right)^{1/3}$$

128

Пример расчета размеров трещины

Предположим, $Q=10 \text{ bpm}$, $t=60 \text{ мин}$, $E=6 \cdot 10^6 \text{ psi}$, $\nu=0.2$, $\mu=100 \text{ сП}$, $u=0.2$, тогда:

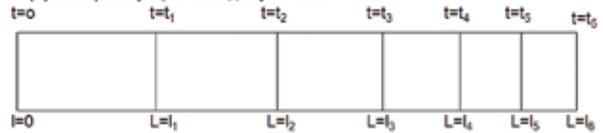
$$L = 51.46 \left(\frac{10^3 \cdot 60^4 \cdot 6 \cdot 10^6}{(1-0.2^2)100 \cdot 100^4} \right)^{1/5} = 1239.7 \text{ фт}$$

$$W = 0.389 \left(\frac{(1-0.2^2)100 \cdot 10^3 \cdot 1235.7}{6 \cdot 10^6} \right)^{1/4} = 0.26 \text{ дюймов}$$

129

Аппроксимация для учета фильтрации в уравнениях Перкинса и Керна

Мы можем включить эффект фильтрации в уравнения РНК путем разделения трещины на несколько элементов и прибавления эффекта фильтрации к каждому из них.



Предположим, трещина достигает точки $L=l_1$ в момент времени $t=t_1$, l_2 в момент времени t_2 , и т.д.

В любой момент времени, когда $t=T$, мы можем рассчитать фильтрацию из каждого элемента следующим образом (см. следующий слайд).

130

Аппроксимация для учета фильтрации в уравнениях Перкинса и Керна (продолжение)

$$V_{i1} = 4V_{sp} l_1 H + 4C_w l_1 H (\sqrt{T} + \sqrt{T-t_1}) / 2$$

$$V_{i2} = 4V_{sp} (l_2 - l_1) H + 4C_w (l_2 - l_1) H (\sqrt{T-t_1} + \sqrt{T-t_2}) / 2$$

$$V_{i3} = 4V_{sp} (l_3 - l_2) H + 4C_w (l_3 - l_2) H (\sqrt{T-t_2} + \sqrt{T-t_3}) / 2$$

.....

$$V_{in} = 4V_{sp} (l_n - l_{n-1}) H + 4C_w (l_n - l_{n-1}) H (\sqrt{T-t_{n-1}} + \sqrt{T-t_n}) / 2$$

$$V_i = V_{i1} + V_{i2} + V_{i3} + \dots + V_{in}$$

131

Аппроксимация для учета фильтрации в уравнениях Перкинса и Керна (продолж.)

Разделив время на небольшие отрезки, мы рассчитываем длину трещины для каждого такого отрезка, а затем добавляем и суммируем фильтрацию за каждый временной отрезок и получаем общий объем фильтрации. Прибавляем объем фильтрации к объему трещины и получаем общий объем закачки.

Поскольку уравнения Р&К не включают в себя фильтрацию, приведенные выше расчеты дадут более высокое значение общего расхода при закачке, чем используемое при расчете длины и ширины трещины. Мы можем скорректировать значение расхода при закачке, используемое при расчете ширины и длины, таким образом, что прибавление фильтрации даст значение расхода при закачке, близкое к проектному. ПРИМЕЧАНИЕ. Приведенные выше расчеты являются приближительными и нужны только для того, чтобы продемонстрировать слушателям курса численный метод расчета фильтрации. Более подробно этот метод будет освещен в ходе работы над практическим заданием.

132

Расчет геометрии трещин Метод Нордгрена

- Метод Нордгрена в основе своей похож на метод Перкинса и Керна, только включает еще и влияние фильтрации.
- Для случаев сильной фильтрации или большого значения t :

$$L = 1.788 \frac{Q}{CH} t^{1/2}$$

$$W = 0.0398 \left[\frac{(1-\nu^2) \mu Q^2}{ECH} \right]^{1/4} t^{1/8}$$

133

Форма трещины

- Классическая теория упругости показывает, что под действием постоянного давления жидкости линейная трещина деформируется и превращается в эллипс. Т.о. ширина и длина трещины оказываются связанными между собой следующим уравнением:

$$W = \frac{4(1-\nu^2) \Delta P L}{E}$$

Однако концентрация напряжения в конце такой трещины стремится к бесконечности, а это означает, что трещина будет расти даже при малейшем давлении!!

134

Понятие о состоянии равновесия трещины

- Понятие о состоянии равновесия трещины было предложено Баренблаттом, который утверждал, что хотя трещины почти по всей ширине представляют собой эллипс, но на концах заостряются. Это изменение формы смещает векторы напряжения с концов трещины.



135

Равновесная трещина

- Христианович и Желтов показали, что концы трещины, в которых полностью отсутствует жидкость, будут иметь заостренную форму и поэтому напряжения на концах трещины будут конечными. Форма трещины будет такой



136

Равновесная трещина

- Христианович и Желтов показали, что для равновесной трещины с постоянным давлением жидкости существует следующая зависимость между общей длиной трещины, смоченной длиной трещины, минимальным основным напряжением в пласте и давлением жидкости внутри трещины

$$\cos(\zeta) = l_0 / l$$

$$\frac{\bar{P}}{\sigma} = \frac{1}{1 - 2 \frac{\zeta}{\pi}}$$

or

$$\sin\left(\frac{\pi \sigma}{2 \bar{P}}\right) = l_0 / l$$

137

Расчет геометрии трещины. Метод Гиртсмса и Де Клерка

- Опирается на понятие о равновесной трещине.
- Ширина трещины пропорциональна ее длине.
- Ширина трещины постоянная по всей высоте.
- Ньютоновская жидкость разрыва.

138

Потери давления на трение в трещине и расчет фильтрации

$$\Delta P = \frac{12\mu QL}{H} \int \frac{dx}{w^3}$$

$$\frac{dV}{dt} = Q - Q_1 - Sp \frac{dA}{dt}$$

$$Q_1 = \int u dA = \int u \frac{dA}{d\tau}$$

$$u = \frac{C}{\sqrt{\Delta t}}$$

$$Q_1 = C \int \frac{dA}{d\tau} \frac{d\tau}{\sqrt{t-\tau}}$$

139

Уравнения расчета геометрии трещины

$$L = \frac{Q}{32\pi HC^2} (\pi W_{max} + 8S_p) \left(\frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\alpha_L^2} \operatorname{erfc} \alpha_L \right)$$

$$\alpha_L = \frac{8C\sqrt{\pi}}{\pi W_{max} + 8S_p}$$

$$W_{max} = 2.14 \sqrt{\frac{\mu Q L^2}{GH}}$$

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

140

Простые расчеты по методу GDK

- Можно получить приближенное решение на основе геометрии GDK с использованием численного метода, обсуждавшегося выше в связи с расчетом фильтрации.
- По модели GDK взаимосвязь между длиной и шириной такова:

$$w(in) = 0.2724 \sqrt{\frac{\mu(cp)Q(bpm)L^2(ft)}{G(psi)H(ft)}}$$

141

Простые расчеты по методу GDK (продолжение)

$$V_f = \pi \frac{w}{2} HL$$

$$V_f(ft^3) = 0.03564 \sqrt{\frac{\mu(cp)Q(bpm)L^5(ft)H^3(ft)}{G}}$$

Для произвольного значения L рассчитываем V_f, см. приведенный выше численный метод.

Подбираем значения L до тех пор пока V_{фв} = V_г + V₁.

Подставляем расчетное L и находим ширину трещины и эффективность жидкости разрыва для определенного момента времени. Повторяем процедуру несколько раз.

142 Сопоставление геометрии трещин по моделям P&K без учета фильтрации, P&K с учетом фильтрации и G&D

Q = 10 bpm, H = 100 ftm, E = 6*10⁶ psi, □ = 100 cfl, C_п = 0.003
 фтм²/(мин)^{0.5}, □ = 0.15

Падение в P&K, с фильтрацией				Гиртсмса и Де Клерка			
Длина, м	P&K Длин., фт	P&K Шир., м	Эффект, %	GD Длин., фт	GD Шир., м	Эффект, %	Эффект, %
3	102.2	0.140	44.50%	87.4	0.120	52.43%	
6	184.6	0.157	39.81%	126.3	0.150	49.45%	
9	212.3	0.167	39.97%	161.8	0.176	48.26%	
12	253.1	0.175	35.35%	197.5	0.186	47.74%	
15	292.9	0.181	29.24%	226.9	0.200	43.51%	
18	324.8	0.186	26.64%	260.4	0.219	43.60%	
21	365.7	0.190	25.33%	274.1	0.220	41.81%	
24	365.0	0.194	24.21%	298.4	0.230	41.10%	
27	413.8	0.197	22.28%	318.4	0.247	40.40%	
30	430.5	0.200	23.42%	337.4	0.254	39.90%	
33	469.7	0.203	21.81%	367.7	0.261	39.46%	
36	487.8	0.206	21.31%	375.1	0.268	39.04%	
39	511.2	0.209	20.41%	363.2	0.274	38.62%	
42	523.8	0.210	19.80%	411.3	0.280	38.20%	
45	557.1	0.213	19.31%	426.8	0.286	37.90%	
48	579.2	0.216	18.91%	444.1	0.291	37.66%	
51	609.2	0.218	18.46%	467.9	0.296	37.28%	
54	618.1	0.218	18.36%	474.2	0.298	36.96%	
57	658.4	0.220	17.72%	488.7	0.306	36.72%	
60	684.8	0.221	17.38%	503.8	0.310	36.48%	

143

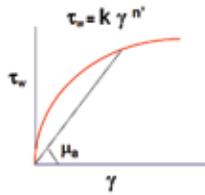
Замечания по гидравлическим потерям в трещине

$$\Delta P = 2K_a \int_0^{l_0} \frac{6q^{n'}}{W^{2n'+1}} d\xi,$$

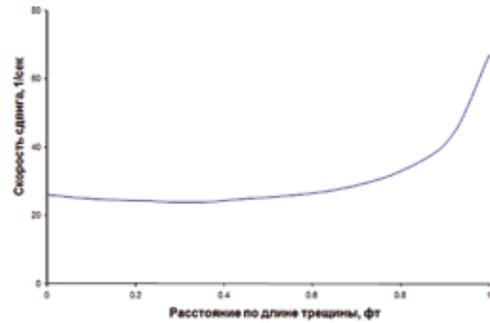
где K_a is consistency index для потока между параллельными пластинами. Стоит отметить, что ΔP очень чувствительна к изменениям W. Это означает, что большая часть падения давления приходится на область рядом с концом трещины, где ширина очень невелика

144 Реология жидкостей в трещине

- Жидкости, подчиняющиеся степенному закону, отличаются более высокой вязкостью при более низких скоростях сдвига. Т.о. потери давления на трение в трещине больше, что позволяет получать более широкую трещину



145 Скорость сдвига внутри трещины

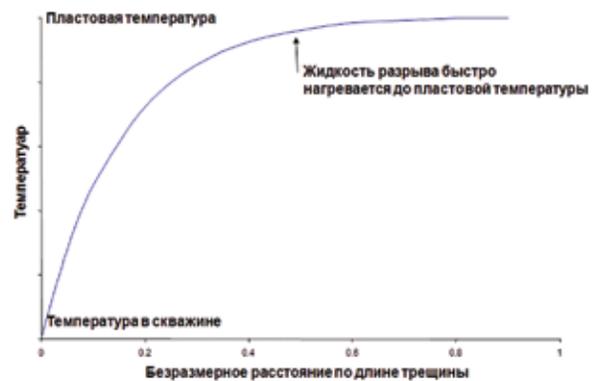


Низкие скорости сдвига указывают на то, что поток жидкости разрыва ламинарный

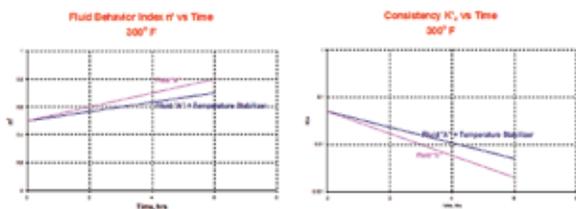
146 Реология флюидов внутри трещины

- Внутри трещины температура жидкости растет из-за контакта с пластовой температурой. Все жидкости разрыва при нагреве постепенно теряют вязкость. Самая высокая температура жидкости на конце трещины, где важнее всего обеспечить достаточное трение для роста трещины в ширину.

147 Температура жидкости в трещине



148 Влияние температуры на реологию жидкости разрыва



Обратите внимание на снижение вязкости жидкости с течением времени при повышенной температуре

Продолжение (третью часть) читайте в следующем (57-м) номере «ВК».

НАША СПРАВКА

ООО «Рок Инжиниринг Сервисез» является 100%-й российской организацией и предоставляет высокотехнологичные решения в области строительства скважин, управления интегрированными проектами супервайзинга, инженерных услуг и геологической разведки. Регионы деятельности: Российская Федерация, Азербайджан, Грузия, Казахстан, Туркменистан, ОАЭ, США. Сотрудничество с лидерами нефтегазовой индустрии предоставляет возможность внедрения программы передачи западных технологий и накопленного опыта местным специалистам.

ДВА ЭТЮДА О ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯХ

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

ЭКСКЛЮЗИВ!

Способ устранения в процессе работы скважины негативных факторов, связанных с добычей тяжелой (вязко-пластичной неньютоновской) нефти

В последние годы большая часть открываемых месторождений представляет собой залежи тяжелой нефти. Кроме того, по данным статистики, такие месторождения часто расположены в районах со сложными климатическими условиями, в частности, с вечной мерзлотой в теле пластовой системы.

За примерами далеко ходить не надо. Много залежей с тяжелой нефтью на севере России, в Канаде, Норвегии, на Аляске... На месторождениях с вязко-пластичными системами организация добычи углеводородного сырья затруднена. Сложность добычи нетекучих нефтей определяется в основном наличием в их составе твердых углеводородов, значительно понижающих текучесть при достижении призабойной зоны пласта (ПЗП), интенсивно отлагающих на поверхности нефтепромыслового оборудования асфальтены, смолы, гидраты, а также большое количество солей, выпадающих из пластовых вод.

Отложения пагубно отражаются на работе скважины, забивая перфорационное отверстие с ПЗП, и выводят из строя подземную инсталляцию скважины, нарушая процесс фильтрации в порах пласта, изменяя тем самым гидро- и термодинамическую обстановку на забое скважины.

В конечном счете все эти негативные факторы приводят к тому, что скважина погибает.

Как же крут нрав у вязко-пластичной нетекучей нефти! Однако опыт и знания дают повод для оптимизма: ведь достаточно повысить температуру значительно выше температуры пласта, как большинство негативных факторов нивелируется незамедлительно, словно «тени исчезают в полдень». Но тут встает другой вопрос: а как можно внутри скважины в процессе ее работы повысить температуру и этим самым включить термодинамический потенциал, который облегчит работу скважины?

На помощь готов прийти наш универсальный колтюбинг. Температуру пласта, продуцирующего тяжелую нефть, можно повысить путем нагнетания в скважину с помощью гибкой трубы порошка магния.

Магний нагнетается в скважину вместе с водой и ПАВ. Затем нагнетается соляная кислота заводской концентрации в количестве половины объема ствола скважины, чего будет достаточно для повышения температуры в ПЗП скважины со всеми вытекающими отсюда положительными последствиями.

Свисток

Тяжелые нефти потому и тяжелые, что в них находятся в нерастворимом состоянии твердые углеводороды: смолы, асфальтены, парафины, обломки разрушенных нефтяных гидратов, сольватные остатки когда-то бушевавших грязевых вулканов и многое другое. К тяжелым нефтям относится все разнообразие вязко-пластичных систем, то есть нетекучих или неньютоновских нефтей.

К сожалению, нефтяные «вязко-пластичные» системы, обладая «скверным» характером, могут в зависимости от термобарических условий изменять свои физические свойства, что часто, увы, приводит к негативным последствиям, хорошо известным специалистам. В некоторых случаях они могут быть даже причиной взрыва на нефтяном промысле. Следует честно признаться, что борьба с отложениями внутри скважины – дело очень сложное, хотя проблематика эта весьма привлекательна и актуальна.

Итак, каким образом можно различные ингибиторы отложений аккуратно разместить внутри скважины, памятуя, что «жилплощадь» внутри нее очень скромная? А что если для равномерного размещения всех химических реагентов использовать принцип свистка? Такой свисток позволит со скоростью звука (330 м/сек) нагнетать с поверхности во внутреннюю часть скважины необходимые ингибиторы – парафино-, смоло-асфальтеновых, сольватных и пирофорных отложений.

Чтобы использовать принцип свистка, необходимо в скважину спустить до интервала

перфорационную трубу с отверстиями. Сверху отверстия должны быть больше, а по мере приближения к ПЗП отверстия должны уменьшаться в диаметре. Это и есть «свисток» (рис. 1), который при нагнетании ингибиторов в скважину со скоростью звука обязательно будет свистеть, словно паровоз при входе в туннель.

Кстати, это едва ли не единственный способ размещения всех необходимых реагентов в скважине – если и неравномерного, то как минимум с охватом всех ее внутренних «площадок».

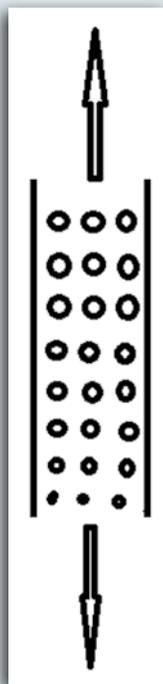


Рисунок 1 – Схематично показан пульверизатор (свисток) для размещения различных ингибиторов внутри скважины

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 «Технотройлизинг», о чем свидетельствуют именные сертификаты о прохождении курса «Производство и обслуживание колтюбингового, азотного, насосного, цементировочного 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 Игилев (коммерческий директор ООО «Технотройлизинг»), 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 «Технотройлизинг» является двукратным 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 (ISoTA-Россия).

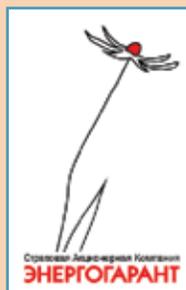
Комплексное страхование для предприятий нефтегазового комплекса

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-Нижневолжскнефть».

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/>

«Нефтегаз-2016» – знаковое событие нефтегазовой отрасли страны

С 18 по 21 апреля 2016 года в ЦВК «Экспоцентр» проходила 16-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2016», которая стала важнейшим событием для нефтегазового комплекса России.

Выставка была организована АО «Экспоцентр» совместно с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмБХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ. Проект, входящий в десятку крупнейших мировых отраслевых выставочных брендов, заслуженно отмечен знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI) и Российского союза выставок и ярмарок (РСВЯ).

В этом году впервые одновременно с выставкой «Нефтегаз» по инициативе Министерства энергетики РФ был организован III Национальный нефтегазовый форум. Эти два крупнейших мероприятия отрасли взаимно дополнили друг друга, став обновленной, еще более эффективной площадкой для взаимодействия органов власти и отраслевых объединений, бизнеса и научного сообщества в решении стратегических задач модернизации и инновационного развития ТЭК России.

На церемонии официального открытия выставки «Нефтегаз-2016» заместитель министра энергетики РФ **Кирилл Молодцов** отметил, что выставка является «знаковым событием для отраслей добычи и переработки, для нефтегазового машиностроения, нефтехимической промышленности». Он выразил уверенность, что контакты в рамках выставки и форума будут поддержаны исполнительной и законодательной властью и позволят придать новый стимул развитию нефтегазовой отрасли.

Председатель Комитета Госдумы РФ по энергетике **Павел Завальный** подчеркнул, что выставка «Нефтегаз-2016» позволяет увидеть лучшие достижения науки, техники и технологий в области извлечения нефти, глубины ее переработки, эффективности использования углеводородных ресурсов, что является актуальным в свете политики импортозамещения.

По мнению председателя Комитета Госдумы РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии **Владимира Кашина**, «Нефтегаз-2016» также дает ответы на такие приоритетные вопросы современности, как экологическая безопасность.



«Масштабная экспозиция выставки «Нефтегаз-2016» и содержательная деловая программа III Национального нефтегазового форума будут способствовать активному обмену мнениями по вопросам развития отрасли, выработке

эффективных предложений, необходимых для реализации как первоочередных, так и долгосрочных задач, применению передовых разработок, изучению передовых технологий, расширению международного взаимовыгодного сотрудничества», – сказал директор Департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга России Михаил Иванов.

Экспозиция 2016 года

В этом году в выставке «Нефтегаз-2016» приняли участие **662** ведущих зарубежных и российских производителя и поставщика нефтегазового оборудования, нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий, нефтесервисных и геологоразведочных компаний из 29 стран.

На общей площади 58 704 кв. м были представлены оборудование и разработки нефтегазовой индустрии и смежных с ней отраслей. Общее количество посетителей выставки составило **25 330**. Все дни работы выставки на стендах участников шли продуктивные деловые переговоры, в конгресс-залах – содержательные дискуссии.

Ключевые экспозиции на выставке сформировали компании **Китая, Германии, США**. Традиционно были организованы коллективные экспозиции **Чехии и Финляндии**. **Иран** был представлен на выставке Национальной иранской газовой компанией (National Iranian Gas Company). Свои экспонаты продемонстрировали такие гиганты нефтегазовой индустрии, как R&B Industrial Supply Company, National Oilwell Varco, Compressor Controls Corporation, Honeywell Process Solutions, Jumo, Kanex-Krohne, China Petroleum Technology & Development Corporation, Sinopec, Schneider Electric, ABB и другие мировые лидеры.

Во время осмотра экспозиции министр энергетики РФ **Александр Новак** дал высокую оценку выставке, отметив, что «Нефтегаз-2016» показала, «что у нас действительно есть много оборудования российского производства, которое по качеству не уступает иностранному».

Российскую часть экспозиции представила 381 компания. Свои стенды продемонстрировали как национальные нефтегазодобывающие предприятия, так и производители оборудования и фирмы, оказывающие сервисные услуги. Среди участников – «Газпром», «Газпром Автоматизация», «Татнефть», «Транснефть», «Трубная металлургическая компания» (ТМК)

и многие другие крупные энергетические и машиностроительные компании.

Инновационные проекты и технологии продемонстрировали **инновационный центр «Сколково» и Сибирское отделение Российской академии наук**. Также на выставке были сформированы **коллективные экспозиции** компаний, входящих в состав **госкорпораций «Ростех» и «Росатом»**.

Активно развивающиеся тематические **разделы «Автоматизация и КИП», «Электрооборудование для нефтегазового комплекса»** предложили участникам интересные решения.

В рамках выставки была организована работа информационного центра «Нефтегаз».

Центр провел пресс-тур для журналистов по экспозиции выставки с презентацией отечественного и зарубежного оборудования и технологий. На территории информационного центра прошли пресс-конференции компаний «Холдинг Кабельный Альянс», ЗАО НП «Нефтесервисприбор», ООО ТД «ВЭЛАН», INT Russia. Презентации провели ООО «Пермская компания нефтяного машиностроения», АК «ОЗНА», ООО «Мицубиси Электрик (РУС)», ЗАО «Специальные технологии», ООО «ВТС-Инвест», RockwellAutomation.

Самые важные и интересные события выставки освещались в **ежедневном официальном информационном бюллетене выставки O&G Business.Daily**.

Хотелось бы выразить благодарность спонсорам и партнерам выставки «Нефтегаз-2016». Среди них: R&B INDUSTRIAL SUPPLY COMPANY; официальный партнер выставки – Группа компаний SLC; спонсор регистрации выставки – ООО «НТА-Пром»; спонсор вечернего приема – АО «Таргин»; спонсоры разделов – ГЕА, Группа компаний «Аргоси», Группа компаний «Комита», Группа ЧТПЗ, ЗАО «НОРРЕКСИМ РУС», Курганхиммаш, ООО «ИСТК», ООО «KOSUN НЕФТЕМАШ», ООО НПП «БУРИНТЕХ», ПАО «Нефтеавтоматика» и партнеры выставки – BARTEC, COMPRESSOR CONTROLS CORPORATION, Swagelok Россия, АО «Энергомаш», Группа компаний ИМС, завод взрывозащищенного оборудования «Горэлтех», ЗАО «Текноу», ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг», компрессорный завод КОСМА, ООО «Б+Р Промышленная автоматизация», «Июкогава Электрик СНГ», ООО «Прософт-Системы», ООО «ПСИ», ООО «ТД «НКМЗ» (ООО «НКМЗ-Групп»), ООО «Торговый Дом «ВЭЛАН», ООО «ЧЭТА», ПАО ОМЗ. ☉



СЗАО «ФИДМАШ» на главной выставке России

Большой интерес у посетителей и экспонентов выставки «Нефтегаз-2016» вызвало оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», экспонировавшееся на открытой площадке.

СЗАО «ФИДМАШ» специализируется на разработке и производстве колтюбинговых комплексов (колтюбинговая, насосная и азотная установки), комплексов для ГРП, а также оборудования для внутрискважинных работ и стимулирования притока.

Предприятие осуществляет полный цикл создания оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса: разработку и постановку на производство, выпуск, сервисное обслуживание и подготовку обслуживающего персонала.

СЗАО «ФИДМАШ» является ведущим на территории Единого экономического пространства производителем данного типа оборудования.

За пятнадцатилетний период деятельности было разработано, произведено и внедрено в эксплуатацию более 350 единиц высокотехнологичного оборудования.



Колтюбинговая установка МК30Т-50 тяжелого класса была представлена в рабочем положении.

Установка смонтирована на высокопроходимом шасси – 10x10. Макс. тяговое усилие инжектора – 36 200 кг^с. Диаметр ГТ - до 50,8 мм. Емкость узла намотки позволяет разместить ГТ 38,1 мм – 7000 м, 44,45 мм – 5500 м, 50,8 мм – 3800 м.

Установка универсальна. С ее помощью можно выполнять широчайший спектр работ на самых глубоких скважинах – от геофизических исследований до колтюбингового бурения.



Насосная установка H2501 предназначена для закачки различных типов жидкостей в скважину при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов в составе комплекса, а также автономного проведения работ по промывке скважин, гидropескоструйной обработке призабойной зоны и опрессовке скважин.



III Национальный нефтегазовый форум

19–21 апреля 2016 года в Москве состоялся III Национальный нефтегазовый форум совместно с крупнейшей отраслевой выставкой «Нефтегаз-2016».

В работе форума приняли участие руководители и представители правительства Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти, бизнеса, научных и общественных организаций.



Деловая программа III Национального нефтегазового форума включала в себя 17 пленарных сессий, на которых выступили более 100 спикеров. Его работу освещало более 350 журналистов из ведущих деловых и отраслевых СМИ, включая 18 телеканалов.

Системный подход ключевых экспертов нефтегазовой отрасли позволил обеспечить высокий уровень дискуссий и представить по их итогам предложения, объективно востребованные сегодня при формировании энергетической политики.

Форум открыла пленарная сессия **«Прорывные технологии и нефтегазовое машиностроение: инновационный потенциал, импортозамещение и локализация производств»**.

В рамках дискуссии заместитель министра энергетики РФ **Кирилл Молодцов** подчеркнул, что формат проведения форума вместе с выставкой «Нефтегаз-2016» позволяет не только обсудить проблемы ТЭК, но и увидеть, что делается на предприятиях отрасли, сблизить потребителей и поставщиков, найти эффективный способ их взаимодействия.

Спикерами пленарной сессии также стали директор Департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Министерства промышленности и торговли РФ Михаил Иванов; президент компании Schneider Electric в России и СНГ Жан-Луи Стази; директор Департамента технологических партнерств и импортозамещения ПАО «Газпром нефть» Сергей Архипов; исполнительный директор SAP в СНГ Наталия Парменова; заместитель директора департамента по локализации техники и технологий ОАО «НК «Роснефть» Валерия Банникова.

В этот же день в рамках программы форума

с участием первого заместителя министра энергетики РФ **Алексея Текслера** состоялся **инвестиционный саммит «Российский ТЭК на мировом рынке капитала»**.

Также в первый день работы форума большой интерес вызвала **пленарная сессия «Экономические модели и фискальная система нефтегазовой отрасли: рыночная эффективность и социальные стимулы»**, которую провел заместитель министра энергетики РФ **Кирилл Молодцов**.

В рамках **дискуссии «Целевая модель рынка газа»** участники обсудили реформирование газового рынка, в том числе либерализацию оптовых цен на газ, баланс газового рынка, развитие биржевой торговли, формирование репрезентативных биржевых и внебиржевых индикаторов.

Также в первый день форума состоялись панельная сессия по вопросам анализа и прогнозирования нефтегазовых рынков; **круглый стол** по кадровому потенциалу отрасли и **семинар** по инновационным методам работы финансово-экономических служб компаний.

Второй день работы форума открылся **главной пленарной сессией «Россия и центры энергетического влияния: диверсификация в условиях жесткой конкуренции»**. В ней приняли участие заместитель председателя правительства РФ Аркадий Дворкович, министр энергетики РФ Александр Новак, министр нефти и горной промышленности Венесуэлы Эулохио дель Пино, президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов, президент Российского союза промышленников и предпринимателей Александр Шохин, президент агентства Platts Имоджен Диллон Хатчер и президент ПАО АНК «Башнефть» Александр Корсик. Основной темой дискуссии стала ситуация на глобальном нефтяном рынке.

По окончании главной пленарной сессии состоялась **конференция «Разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов: в условиях ценовой турбулентности»**.

Также во второй день работы форума провели работу делегаты **конференции «Развитие транспортной инфраструктуры ТЭК: структурные изменения и новые логистические возможности»**.

В этот день также состоялись **конференции** по нефтепереработке и нефтехимии; закупочной деятельности в отрасли; по информационным и цифровым технологиям; круглый стол о перспективах развития нефтегазового сервиса. Также прошло первое заседание совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Минэнерго России и встреча со студентами с участием министра энергетики РФ Александра Новака.

Третий день форума стал днем работы **Российско-китайского саммита «Сотрудничество в сфере инвестиций и технологий для нефтегазовой отрасли»**, ➔

модератором 1-й пленарной сессии которого выступил заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов.

Участниками саммита стали представители компаний «Транснефть», «НОВАТЭК», китайских и российских бизнес-структур, аналитических компаний России и Китая, которые в целом сошлись во мнении, что в сложившихся геополитических и экономических условиях сотрудничество с Китаем в инвестиционной сфере приобретает особую значимость.

Значимым мероприятием саммита стал **круглый стол «Нефтегазовый БРИКС: инвестиции, технологии и новые партнерские возможности»**. Китайско-российский семинар был посвящен лазерным технологиям для нефтегазового комплекса.

В рамках Национального нефтегазового форума министр промышленности и торговли РФ **Денис Мантуров** провел заседание Межведомственной рабочей группы по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации.

Объединение двух значимых для российского ТЭК мероприятий – международной выставки «Нефтегаз-2016» и III Национального нефтегазового форума – дало, по оценке профессионального сообщества, весомый синергетический эффект.

В одном из своих интервью на форуме министр энергетики России **Александр Новак** подчеркнул: «Такой формат позволяет не только обсуждать текущие вопросы на панельных дискуссиях, но и дает возможность увидеть достижения, которые существуют на сегодняшний день в этой области», «заключать соглашения по поставкам оборудования, технологий и так далее. Площадка «Экспоцентра» абсолютно подходит для проведения форума и выставки. Если такой формат станет традицией, мы будем только рады».

Следующая, 17-я Международная выставка «Нефтегаз-2017» пройдет в ЦВК «Экспоцентр» с 17 по 20 апреля 2017 года. «Нефтегаз-2017» уже

получил официальную поддержку Министерства энергетики РФ. ©

Сайт выставки: <http://www.neftegaz-expo.ru/>
Пресс-центр АО «Экспоцентр»

70-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2016»

В период с 18 по 20 апреля 2016 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина прошла юбилейная, 70-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2016», приуроченная к III Национальному нефтегазовому форуму. В 2016 году в конференции приняли участие более 1500 студентов, аспирантов, молодых ученых, специалистов, школьников из 213 образовательных учреждений и отраслевых организаций России и других стран.

Конференция проходила при поддержке Министерства образования и науки РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Торгово-промышленной палаты РФ, Российского газового общества.

Оглашением приветственных обращений от заместителя председателя правительства РФ Аркадия Дворковича и министра образования и науки Российской Федерации Дмитрия Ливанова конференцию открыл проректор по научной работе Губкинского университета, профессор Александр Мурадов.

«Качественная и современная подготовка кадров для ключевых отраслей промышленности должна внести решающий вклад в модернизацию и инновационное развитие нефтегазового комплекса России, решить вопрос внедрения конкурентоспособных отечественных технологий в производство оборудования для нужд предприятий, освоения новых труднодоступных

углеводородных ресурсов. С этой целью ежегодно, вот уже на протяжении 70 лет, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина становится одной из крупнейших площадок, где собираются студенты ведущих вузов страны, молодые ученые и специалисты отрасли для обсуждения актуальных проблем и направлений развития топливно-энергетического комплекса», – отмечено в обращении Аркадия Дворковича.

Приветствие от министра





энергетики РФ Александра Новака огласил директор Департамента административной и законопроектной работы Минэнерго России Владимир Смирнов.

Программную часть пленарного заседания докладом «Россия была, есть и будет ведущей нефтяной державой» открыл президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль.

С приветственными словами к участникам, гостям и организаторам конференции обратились председатель Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный, председатель концерна «Шелл» в России Оливье Лазар и директор по персоналу «Шлюмберге» Россия и Центральная Азия Айдын Каримов.

Пленарное заседание продолжилось выступлением ректора РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессора Виктора Мартынова, в котором была отмечена значимость проведения подобных мероприятий и необходимость дальнейшей популяризации науки в молодежной среде.

«В первую очередь нефтегазовая отрасль сталкивается с отсутствием высококвалифицированных кадров, способных создавать эти (современные, конкурентоспособные. – Прим. авт.) технологии. На сегодняшний день инвестиции в человеческий капитал выходят на первый план», – отметил начальник Департамента ПАО «Газпром» Павел Крылов, который в своем выступлении осветил основные направления научных исследований для решения приоритетных задач ПАО «Газпром».

С докладом о программах повышения квалификации и профессионального обучения молодых специалистов, реализуемых в ПАО

«ЛУКОЙЛ», выступил начальник Департамента компании Юрий Пихтовников.

Пленарное заседание завершилось докладом научного руководителя ИПНГ РАН, академика Анатолия Дмитриевского о перспективах развития нефтегазовой науки и практики.

Свои приветственные обращения в адрес участников и организаторов конференции также направили президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин, руководитель Комитета по энергетической политике и энергоэффективности РСПП Вагит Алекперов, руководитель Федерального агентства научных организаций Михаил Котюков, исполнительный директор компании «Сахалин Энерджи» Роман Дашков, генеральный директор ПАО «Татнефть» Наиль Маганов, президент ОАО «АК «Транснефть» Николай Токарев.

Являясь одним из крупнейших мероприятий в сфере нефтегазового образования, конференция «Нефть и газ – 2016» была выбрана площадкой для подведения итогов конкурса Минэнерго России «Лучший по профессии» среди сотрудников отраслевых вузов. Награды из рук министра энергетики Российской Федерации Александра Новака получили:

- проректор по научной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор Александр Мурадов в номинации «Проректор нефтегазового вуза»;
- декан факультета инженерной механики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор Александр Прыгаев в номинации «Декан факультета нефтегазового профиля»;
- профессор Ухтинского государственного технического университета Игорь Быков в номинации «Сотрудник вуза в области создания машин и оборудования для ТЭК»;
- профессор Национального исследовательского Томского политехнического университета Эмилия Иванчина в номинации «Нефтегазохимик»;
- заведующий кафедрой Тюменского индустриального университета Вера Пленкина в номинации «Сотрудник вуза в области экономики и финансов ТЭК»;
- заведующий кафедрой Уфимского государственного нефтяного технического университета Александр Верёвкин в номинации «Специалист по автоматизации технологических процессов ТЭК»;
- профессор Казанского национального исследовательского технологического университета Раиса Ахмедьянова в номинации «Руководитель научно-исследовательских работ ТЭК»;
- директор института нефти и газа Сибирского федерального университета, профессор Николай Довженко в номинации «Исследователь новых материалов для ТЭК»;
- заведующий лабораторией РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Юрий Дубинов в

- номинанции «Сотрудник лаборатории ТЭК»;
- заведующий кафедрой Уфимского государственного нефтяного технического университета Юрий Зейгман в номинации «Преподаватель дисциплин нефтегазового профиля»;
- ведущий инженер РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Руслан Фатхутдинов в номинации «Проектировщик объектов ТЭК».

В 2016 году в рамках конференции впервые была проведена «встреча без галстуков», в процессе которой у участников была возможность задать любой интересующий их вопрос руководителям нефтегазовых компаний и министерств. Модерировал встречу проректор по научной работе Губкинского университета Александр Мурадов.

Согласно программе, работа конференции продолжилась по 13 основным секционным заседаниям. Всего в течение двух дней было заслушано более 800 научных работ по 23 тематическим направлениям. Экспертные комиссии по каждому из направлений отметили рост интереса молодежи к ведению научной деятельности и повышение уровня проработки представленных работ в целом.

Во второй день конференции состоялся очный этап I Всероссийского конкурса на лучшее студенческое научное объединение нефтегазовой отрасли России, на котором свои проекты представили победители заочного этапа – 10 лучших команд вузов страны. Согласно положению о конкурсе, студенческие научные объединения должны были подготовить проект по инновационному развитию топливно-энергетического комплекса Республики Крым. В представленных на конкурс работах студенты попытались раскрыть энергетический потенциал региона и продемонстрировали возможность создания энергонезависимого субъекта. Работы касались не только создания инновационных технологий и производств, но и возможности использования существующих энергетических резервов, анализа социально-экономического эффекта от их реализации. Конкурсную комиссию очного этапа возглавляли заместитель директора Департамента Минэнерго России Сергей Абышев и первый заместитель министра топлива и энергетики Республики Крым Вадим Белик. Спонсором конкурса на лучшее студенческое научное объединение выступило ОАО АК «Транснефть».

Награждение призеров, победителей конференции и конкурса состоялось 20 апреля 2016 года на площадке III Национального нефтегазового форума в ЦВК «Экспоцентр». Участников конференции, занявших вторые и третьи призовые места, награждали директор Департамента Минэнерго России Владимир Смирнов и ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Виктор Мартынов. Компания Halliburton учредила специальные призы за лучшие молодежные научные работы по направлению работы компании. Обладателем главного приза от компании – денежного гранта –

стала студентка Губкинского университета Ольга Родичева. Победителям конференции были вручены дипломы I степени и ценные призы.

Заключительным мероприятием стала неформальная встреча министра энергетики Российской Федерации Александра Новака с участниками конференции. В ее процессе был положительно решен вопрос создания координационного молодежного совета нефтегазовой отрасли России, в состав которого вошли представители 45 вузов и 4 нефтегазовых компаний страны. ©

В Уфимском нефтяном университете обсудили сервисные услуги в добыче нефти

В Уфе 12 мая 2016 года прошла межвузовская научно-техническая конференция, организованная нефтесервисным холдингом «Таргин» совместно с УГНТУ. На мероприятие были приглашены студенты, аспиранты и молодые специалисты, всего в нем приняло участие более 200 человек.

Цель проведения конференции – выявление перспективных научных идей и молодых специалистов в сфере нефтесервисных технологий, таких как бурение нефтяных и газовых скважин, ремонт скважин, производство нефтегазового оборудования и прочее. Не менее важным является привлечение молодежи к решению конкретных практических задач.

Конференция компании «Таргин» и УГНТУ прошла уже в третий раз, в этом году она приобрела статус межвузовской. Работа была организована по 5 секциям: «Производство», «Экономика и менеджмент», «Новые технологии в нефтесервисах», «Охрана труда и экология», «Коммерция и маркетинг». Кроме этого, участников ждал кейс-турнир с решением актуальных вопросов нефтесервисного бизнеса на примере компании «Таргин», а также мастер-классы ее руководителей.

– Мы возлагаем большие надежды на выпускников и студентов УГНТУ. Первым, помимо конкурентоспособной зарплаты, предлагаем отличную перспективу для дальнейшего развития, вторым – именные стипендии, – сказал генеральный директор группы компаний «Таргин» Камиль Закиров.

Лучшим студентам Уфимского государственного нефтяного технического университета на конференции руководство компании «Таргин» вручило 5 сертификатов на получение именной стипендии. В будущем количество именных стипендиатов планируется увеличить.

В работе конференции приняли участие не только уфимцы – среди заявившихся с работами на секции студенты Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (Москва) и Тюменского индустриального университета.

XXII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний»

В Уфе 25 мая 2016 года прошла XXII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний». Конференция проходила в рамках Российского нефтегазохимического форума и юбилейной, XXV Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2016». Организатором конференции выступил геофизический кластер «Квант», созданный в 2014 году при содействии Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан. 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», ОАО НПФ «Геофизика» и ОАО НПП ВНИИГИС.

К работе конференции был привлечен широкий круг специалистов-нефтяников и специалистов из смежных с геофизикой видов сервиса (бурение, ГРП, КРС, ГНКТ, мехдобыча и др.). Диалог геофизиков с нефтяниками и специалистами сервиса на секциях конференции, презентациях, круглых столах, выставочных стендах позволил лучше понять возможности новых эффективных российских технологий, найти взаимовыгодные формы сотрудничества.

В конференции приняли участие 230 специалистов из 70 организаций России, Китая, Казахстана и Беларуси. Сервисные компании были представлены специалистами ОАО «Башнефтегеофизика», ОАО «Пермнефтегеофизика», ОАО «Таргин», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», ООО «ПИТЦ Геофизика», ОАО «Башвзрывтехнологии», ООО «Универсал-Сервис», ЗАО «Ямалпромгеофизика», ООО «Юганскнефтегеофизика», ОАО «Когалымнефтегеофизика», ООО «Фрак Про Инжиниринг», ООО «Газпромгеоресурс» и др.

Производителей геофизической техники, оборудования ГРП, ГНКТ и технологий представляли: ОАО НПФ «Геофизика», ОАО НПП ВНИИГИС, ФГУП «ВНИИА», ООО «НовТек



новые технологии», ГУП ЦМИ «УралГео», ЗАО «ГИСприбор-М» (Псков), ОАО «Геотрон» (Тюмень), Группа ФИД (Минск), ЗАО «Эликом», ООО НПФ «Пакер», ООО «Промперфоратор», ООО НПО «Союзнефтегазсервис», Huandingenergyservices (Китай), ТОО «Батысгеофизсервис» и др.

Нефтяные компании ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Башнефть», ГПО «Белоруснефть», ООО «Лукойл-Пермь» и ООО «Лукойл Инжиниринг» были представлены специалистами в области геологии, бурения, добычи и разработки месторождений.

В холле конференц-зала была развернута выставка приборной продукции предприятий геофизического кластера «Квант».

На пленарном заседании и двух секциях «Геология. Бурение скважин» и «Добыча. Ремонт скважин» было заслушано 34 доклада. С приветствиями выступили В.А. Петров, ➔



начальник отдела топливно-энергетического и химико-технологического комплексов Минпрома Республики Башкортостан, советник президента Торгово-промышленной палаты Башкортостана Д.М. Закиров и президент АИС Р.А. Валиуллин.

Открыл конференцию докладом «Российский геофизический рынок на пути консолидации и импортовытеснения» В.В. Лаптев, председатель координационного совета геофизического кластера «Квант». Он проанализировал современный этап развития отечественной геофизики и акцентировал внимание на дальнейшей диверсификации сферы предлагаемых услуг в сегментах рынка ГРП, ГНКТ, LWD и шельфа. В докладах В.Т. Перельгина (ОАО НПП ВНИИГИС), В.В. Береснева (ОАО НПФ «Геофизика») был представлен широкий обзор последних разработок ведущих отечественных приборостроительных компаний по импортозамещению в области геофизики.

Новая отечественная хай-тек-техника и технология для ТРИЗ, MWD, LWD и LWP, мониторинга КИН была представлена интересными докладами специалистов различных компаний.

Большой интерес вызвали доклады по технике и технологии ГРП, МГРП и ГНКТ. В эту новую для геофизиков сферу бизнеса стали активно вторгаться как сервисные, так и приборостроительные геофизические компании. О совместных работах в этой области рассказали специалисты Группы ФИД и ООО «НовТек новые технологии». В Уфе начало работу совместное предприятие этих компаний ООО «СИТ ТЕК» по сборке и производству в России оборудования ГРП-ГНКТ. Специалисты ООО «Фрак Про Инжиниринг» представили аналитический доклад о ситуации на отечественном рынке ГРП, МГРП и ГНКТ. По их данным объемы простого ГРП и особенно МГРП будут к 2020 году расти, однако существующее оборудование флотов выработало свой ресурс, и стали проявляться признаки возможного падения объема работ из-за изношенности оборудования.

В рамках конференции работала молодежная секция. В ней приняли участие аспиранты, молодые преподаватели, студенты 4-х и 5-х курсов УГНТУ и БашГУ. Было заслушано 20 докладов в области нефтегазовой геологии и геофизики.

Дипломами АИС награждены Гульназ Аминова, Эмма Михайлова (УГНТУ), Артем Шарипов, Марат Гаязов и Ильдар Канафин (БашГУ).

В целом можно констатировать, что российский геофизический комплекс успешно преодолел трудности переходного периода в экономике и вступил в фазу устойчивого развития. По большинству видов геофизической техники и технологий созданы и серийно производятся российская хай-тек-аппаратура и оборудование.

Конференция «Колтюбинг. ГРП. Инвестиции и управление нефтегазовыми активами»

Компании Newfolk, СЗАО «ФИДМАШ» и Буровая компания «Горизонты» 25–26 мая 2016 года провели во Львове конференцию по колтюбингу и ГРП.

Участниками львовской конференции стали руководители и топ-менеджеры ведущих международных и украинских отраслевых компаний. Более 86 гостей мероприятия в течение двух дней обсуждали возможности внедрения современных технологий снабдинга, колтюбинга и ГРП на нефтегазодобывающих предприятиях Украины.

Спонсорами конференции выступили Буровая



компания «Горизонты» и СЗАО «ФИДМАШ».

Своим опытом и наработками поделились представители самых крупных в Беларуси сервисных и производственных предприятий – СЗАО «ФИДМАШ» и Государственного производственного объединения «Белоруснефть». В частности, было представлено колтюбинговое оборудование легкого, среднего и тяжелого класса для скважин разной глубины и сложности, оборудование для увеличения притока и очистки скважин от пропанта после ГРП, оборудование для осуществления ГРП. «ФИДМАШ» продемонстрировал наличие полного спектра самого необходимого оборудования для добывающих и сервисных компаний.

Генеральный директор ООО «Научно-техническое предприятие «Буровая техника» Виталий Витрик обратил внимание на актуальный для большинства добывающих компаний вопрос – возможности работы с истощенными скважинами. По его мнению, решением в этой ситуации может стать применение технологии кустового бурения скважин, радиального бурения и ГРП.

Одним из предприятий, которое разделяет эту точку зрения и уже выбрало курс на существенное увеличение добычи газа, стала самая крупная в Украине газодобывающая компания – «Укргаздобыча» (УГД). Ее руководитель Олег Прохоренко пригласил заинтересованные компании участвовать в тендерах, анонсированных в УГД, на предоставление услуг по обеспечению ГРП. По его словам, работа сервисных компаний с УГД положительно отразится и на частных газодобывающих компаниях, которым будет намного проще и дешевле законтрактовать постоянно работающие на Украине флоты ГРП.

Участниками и докладчиками конференции стали представители крупнейших международных сервисных компаний – Weatherford, Schlumberger, Katt, Endeavour, а также представители Львовской областной администрации. На мероприятии присутствовали руководители и научные сотрудники Полтавского и Ивано-Франковского университетов, чьи выпускники в основном и пополняют ряды инженерного состава нефтегазовых компаний Украины.

Украину представляли лидеры нефтегазового сектора – компании «Укргаздобыча», «Горизонты», «Регион», ДТЭК, ПГНК, СКС, РЕС, ООО «Нефтегазмонтаж», ГК «Карат», ООО «Ромирет», ООО НГ «Технология», Украинская Буровая Компания, Triskel Energy LTD и др.

Конференция, организованная консультационным центром «Ньюфолк», стала площадкой для обмена опытом, обсуждения возникающих трудностей в работе на сложных участках, поиска возможностей для сотрудничества и построения стратегии развития отрасли. ☉

Андрей Закревский, консультационный центр «Ньюфолк»





Society of Petroleum Engineers



Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE

24-26 октября 2016 | Москва, Россия

Регистрация открыта до 10 октября 2016

Конференция

- Пленарные и панельные сессии
- 22 технические сессии
- Круглые столы
- Специальная сессия молодых специалистов
- Региональный конкурс студенческих работ

Выставка

Не упустите свой шанс - присоединяйтесь к лидерам отрасли! Подробности - на сайте мероприятия

За дополнительной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Марии Тишковой: russianoilandgas@spe.org; mtishkova@spe.org.
Тел.: +7 (495) 268-04-54

www.spe.org/events/rptc/2016

Платиновый спонсор

Schlumberger

Золотой спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор



Золотой спонсор

roxar
EMERSON GROUP COMPANY

Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» Coiled Tubing Times Questionnaire

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. В каком регионе (регионах) работает Ваша компания?
2. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии?
3. Какие технологии планируете использовать в будущем?
4. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии?
5. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
6. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компанией?
7. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП?
8. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
9. Какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с наибольшими проблемами в связи с секторальными санкциями?
13. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования?
14. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП»?
15. В каких направлениях, по Вашему мнению, журналу следует расширить тематическое поле?

The following questions were asked:

1. In which region(s) does your Company operate?
2. Which up-to-date oilfield service technologies are used in your Company?
3. Which technologies do you plan to use in the future?
4. Does your Company use coiled tubing technologies?
5. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilize?
6. Which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
7. Does your Company use hydraulic fracturing technology?
8. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
9. Which hydraulic fracturing types are effective in your region?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?
12. Which segments of the Russian oil and gas service faced the most serious problems due to the sectoral sanctions?
13. How do oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment under current conditions?
14. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal? Hydraulic Fracturing Times
15. In what directions, in your opinion, should the Journal expand its topics?



Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Coiled Tubing Times Questionnaire

Демакин Павел Станиславович,
начальник цеха технологических работ,
ООО «ТаграС-РемСервис» –
ООО «ЛениногорскРемСервис»

1. В Волго-Уральском регионе.
2. Ограничение высоты трещин при ГРП; МГРП; азотно-пенный ГРП и БСКО (БОПЗ) и др.
3. МГРП.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ», S&S.
6. –
7. Да.
8. СЗАО «ФИДМАШ», Stewart & Stevenson.
9. Все виды.
10. Все технологии ГРП.
11. МГРП, азотно-пенные ГРП.
12. ГРП на сланцах и шельфе.
13. Рентабельно проводить капитальный ремонт.
14. Новые технологии в ГРП; моделирование процессов КГРП с колтюбингом.
15. Программы моделирования процессов ГРП, КГРП, БОПЗ и БСКО (в т.ч. с колтюбингом).

Долбня Антон Сергеевич, заместитель
начальника северной экспедиции по ГНКТ,
ООО «Газпром георесурс»,
ПФ «Кубаньгеофизика»

1. В ЯНАО.
2. ГИС на ГНКТ; установка пакеров с клапанами-отсекателями внутри НКТ; промывки при АВПД.
3. Перфорация на ГНКТ.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. ГИС на ГНКТ, промывка, освоение.
7. Да.
8. Эти работы проводит компания «Шлюмберже».
9. Большеобъемные ГРП.
10. ГРП, РВП, ГПП.
11. ГИС на ГНКТ, ПВР на ГНКТ, РВП с ГНКТ.
12. –
13. –
14. –
15. –

Кобец Андрей Николаевич, начальник
участка ПНП УПНРиРС, государственное
производственное объединение
«Белоруснефть»

1. В Республике Беларусь, в Российской Федерации.
2. Радиальное вскрытие пластов, многостадийный ГРП, колтюбинговое бурение.

Pavel Demakin, Head of Process Operations
Department, TagraS-RemService, LLC –
LeninogorskRemService, LLC

1. In Volga-Ural Region.
2. Fracture height limitation during hydraulic fracturing; multi-stage fracturing; nitrogen-foam fracturing; high-volume acid and foam treatments, etc.
3. Multi-stage fracturing.
4. Yes.
5. FIDMASH and S&S.
6. –
7. Yes.
8. FIDMASH and Stewart & Stevenson.
9. All types.
10. All hydraulic fracturing technologies.
11. Multi-stage fracturing and nitrogen-foam fracturing operations.
12. Shale and offshore hydraulic fracturing.
13. They cut the costs of well workover operations.
14. About new hydraulic fracturing technologies and simulation of coiled tubing acid fracturing processes.
15. It should cover topics connected with software simulators of hydraulic fracturing, acid fracturing, high-volume acid and foam treatments (including those with coiled tubing application).

Anton Dolbnya, Deputy Head, North Coiled
Tubing Company, Gazprom georesource, LLC, PF
Kubangeophysics

1. In the Yamal-Nenets Autonomous District.
2. CT logging; setting of packers equipped with safety valves inside the production tubing; well cleanout operation under conditions of abnormally high formation pressure.
3. CT perforation.
4. Yes.
5. FIDMASH.
6. CT logging, well cleanout and stimulation operations.
7. Yes.
8. These operations are performed for us by Schlumberger.
9. High-volume hydraulic fracturing operations.
10. Hydraulic fracturing, radial drilling and hydraulic jet perforation operations.
11. CT logging, CT radial drilling and CT perforation operations.
12. –
13. –
14. –
15. –

Andrey Kobets, Site Supervisor, EOR and Well
Workover Department, Belorusneft

1. In the Republic of Belarus and Russian Federation.
2. Radial drilling, multi-stage fracturing and coiled tubing drilling.
3. Multi-stage fracturing and radial drilling

Coiled Tubing Times Questionnaire

3. МГРП, РВП.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. РВП, ГРП и МГРП с использованием ГНКТ.
7. Да.
8. СЗАО «ФИДМАШ».
9. МГРП.
10. МГРП, РВП.
11. КГРП, МГРП, РВП.
12. ПНП.
13. Приобретается только самое необходимое с аргументированием качества.
14. ПГРП, РВП.
15. Журнал охватывает все направления, наиболее интересные для текущего времени.

Маевский Дмитрий Александрович,
инженер первой категории отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса, государственное производственное объединение «Белоруснефть»

1. В Республике Беларусь.
2. Колтюбинг, РВП, МГРП.
3. РВП.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. ГРП, КГРП.
7. Да.
8. СЗАО «ФИДМАШ».
9. Проппантный, кислотный.
10. МГРП.
11. МГРП.
12. ПНП.
13. Закупки сократились, приобретается только необходимое оборудование.
14. –
15. –

Валеев Вадим Мухаматянович, *механик службы эксплуатации ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»*

1. В ЯМАО, ХМАО, Самарской и Оренбургской областях, Башкортостане, Красноярском крае.
2. ГФИ, ГПП.
3. Plag.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ», Hydra Rig, Stewart & Stevenson.
6. НЗ, освоение, фрезерование портов МГРП, ГПП, ГФИ.
7. Да.
8. САТ, Frimayer.
9. МГРП.
10. ГРП, ГПП, освоение.
11. МГРП, Plag and Perf.

- technologies.
4. Yes.
5. FIDMASH.
6. Radial drilling, CT hydraulic fracturing and multi-stage fracturing with CT application.
7. Yes.
8. FIDMASH.
9. Multi-stage fracturing.
10. Multi-stage fracturing and radial drilling.
11. Acid fracturing, multi-stage fracturing and radial drilling.
12. EOR sector.
13. We purchase only the equipment that is absolutely necessary to buy.
14. About multi-stage fracturing and radial drilling technologies.
15. The Journal covers all the most up-to-date and interesting directions.

Dmitry Maevskiy, *First Category Engineer, Well Construction and Repair Desk, Well Technologies and Service Department, Belorusneft*

1. In the Republic of Belarus.
2. Coiled tubing, multi-stage fracturing and radial drilling.
3. Radial drilling.
4. Yes.
5. FIDMASH.
6. Hydraulic and acid fracturing.
7. Yes.
8. FIDMASH.
9. Proppant and acid fracturing.
10. Multi-stage fracturing.
11. Multi-stage fracturing.
12. EOR sector.
13. We cut costs on new equipment purchases. Only really necessary equipment is bought.
14. –
15. –

Vadim Valeev, *Mechanical Engineer, CT Operation Service, Packer Service, LLC*

1. In the Yamal-Nenets and Khanty-Mansiysk Autonomous Districts, Samara and Orenburg regions, the Republic of Bashkortostan and Krasnoyarsk region.
2. Well logging and hydraulic jet perforation operations.
3. 'Plug and Perf' technology.
4. Yes.
5. FIDMASH, Hydra Rig and Stewart & Stevenson.
6. Bottomhole cleaning, well stimulation, milling of multi-stage fracturing ports/sleeves, hydraulic jet perforation and well logging operations.
7. Yes.
8. CAT and Frimayer.
9. Multi-stage fracturing.
10. Hydraulic fracturing, jet perforation and well stimulation operations.

Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Coiled Tubing Times Questionnaire

12. –
13. Развивается импортозамещение и сотрудничество с китайскими производителями оборудования.
14. Plug and Perf, МГРП.
15. Услуги по ГФИ и ОПЗ.

Жихор Сергей Андреевич, главный технолог, ООО «Газпром георесурс», ПФ «Кубаньгеофизика»

1. ЯНАО, Краснодарский край, Саратовская область и др.
2. Ликвидация перетока флюида в МКД скважин ПХТ, геофизическое сопровождение работ с ГНКТ.
3. Горизонтальное вскрытие при помощи установки ГНКТ.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. Перфорация на ГНКТ, ААТ-1.
7. ГРП проводят субподрядные организации.
8. –
9. Все используются.
10. –
11. РИР старого фонда, ГРП на новых скважинах.
12. –
13. –
14. О новых технологиях РИР.
15. –

Самбуров Егор Викторович, заместитель главного инженера – начальник службы ГНКТ, ЗАО СП «МеКаМиннефт»

1. В ХМАО.
2. Все.
3. Многостадийный ГРП.
4. Да.
5. СЗАО «ФИДМАШ».
6. Промывки плюс освоение, ГИС, фрезерование.
7. Да.
8. САТ, Frimayer.
9. –
10. Бурение с ГНКТ.
11. Многостадийный ГРП, бурение с ГНКТ.
12. Все.
13. Меньше покупают. Ждут...
14. О ГРП и ГНКТ.
15. –

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 cctimes@cctimes.org или halina.bulyka@cctimes.org

11. Multi-stage fracturing and 'Plug and Perf' technology.
12. –
13. They develop import substitution and cooperation with Chinese equipment manufacturing companies.
14. About 'Plug and Perf' technology and multi-stage fracturing.
15. It should cover topics connected with well logging and bottomhole zone cleaning services.

Sergey Zhihor, Chief Process Engineer, Gazprom georesource, LLC, PF Kubangeophysics

1. In the Yamal-Nenets Autonomous District, Krasnodar and Saratov regions, etc.
2. Elimination of fluid crossflows in the annulus of underground gas storage wells, geophysical tracking of CT operations.
3. CT horizontal drilling.
4. Yes.
5. FIDMASH.
6. CT perforation and ААТ-1 technologies.
7. Hydraulic fracturing is performed by subcontractors.
8. –
9. All types.
10. –
11. Cement squeeze operations on the old wells stock and hydraulic fracturing operations on the new wells stock.
12. –
13. –
14. About new cement squeeze technologies.
15. –

Egor Samburov, Deputy Chief Operating Officer, Head of CT Service, SP MeKaMineft, CJSC

1. In the Khanty-Mansiysk Autonomous District.
2. All technologies.
3. Multi-stage fracturing.
4. Yes.
5. FIDMASH.
6. Well cleanout and stimulation operations, well logging and milling operations.
7. Yes.
8. САТ and Frimayer.
9. –
10. CT drilling.
11. Multi-stage fracturing and CT drilling.
12. All segments.
13. The companies spend less and wait for better times...
14. About hydraulic fracturing and coiled tubing technologies.
15. –

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 cctimes@cctimes.org or halina.bulyka@cctimes.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. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии? _____

6. Какие технологии планируете использовать в будущем? _____

7. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? _____

8. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____

9. Какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

10. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? _____

11. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____

12. Какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____





13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

14. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____

15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с наибольшими проблемами в связи с секторальными санкциями? _____

16. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования? _____

17. Оцените, пожалуйста, журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» по пятибалльной шкале _____
18. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП»? _____

19. В каких направлениях, по Вашему мнению, журналу следует расширить тематическое поле? _____

20. Хотели бы Вы получать новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org**? _____

21. Если Вы ответили положительно на предыдущий вопрос, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2016-2017

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

11 лет проекту!

iOilGas
conference



19 - 24 сентября
Анапа

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН-2016

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО "Нефтегазовая
вертикаль"



ООО "НПФ "Нитро"

17 - 22 октября
Сочи

4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ
СКВАЖИНЫ ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ-2016

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО ИД
"Нефть. Газ. Инновации"



ООО "НПФ "Нитро"

Март 2017
Сочи

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА
НЕФТИ И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО,
ЭКСПЛУАТАЦИЯ-2017

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "НПФ "Нитро"

Май 2017
Сочи

12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ-2017

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "НПФ "Нитро"

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



Министерство
промышленности
и энергетики
Краснодарского края



ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА
КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

Потери азота (N_2) при проведении кислотных обработок

N_2 losses During Acid Stimulations

Напоминаем нашим читателям, что научно-практический журнал «Время колтюбинга» ведет активную деятельность в социальных сетях. В частности, журнал имеет собственную страничку (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) в Twitter, широко распространенной социальной сети для обмена короткими сообщениями. Там всегда можно найти ссылки на наиболее актуальные новости нефтегазовой индустрии и нефтесервиса. Данная опция будет весьма полезна пользователям, которые часто используют мобильные устройства и планшеты для выхода в сеть Интернет посредством специального мобильного приложения Twitter.

Также журнал «Время колтюбинга» имеет собственную группу в социальной сети для поиска и установления деловых контактов LinkedIn. В этой сети зарегистрировано свыше 400 миллионов пользователей, представляющих 150 отраслей бизнеса из 200 стран. Группа нашего журнала (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) активно развивается и растет.

На данный момент она насчитывает почти 5,2 тысячи участников из России, США, Канады, Ближнего Востока, стран Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Сеть LinkedIn позволяет не только наладить деловые контакты, обрести новые знакомства, но и получить ответы на интересующие вас вопросы. В нашей группе состоит множество профессионалов, работающих в нефтегазовой отрасли в целом и в индустрии колтюбинга в частности. Всегда можно рассчитывать на то, что ваш вопрос не останется без внимания и вы сможете получить полезную для вас информацию.

Журнал «Время колтюбинга» продолжает публикацию некоторых наиболее интересных и оживленных дискуссий, начатых в группе нашего журнала в сети LinkedIn. Ниже приведена одна из них.

Абдул Саттар Бухти, инженер-технолог компании Pakistan Petroleum Limited, спрашивает: «**В процессе практически каждой операции по кислотной обработке или вызову фонтанирования около 500–600 галлонов азота теряется при перегонке жидкого азота из автоцистерн в резервуары на буровой и далее к насосному агрегату. Как можно уменьшить потери азота при его заливке и передаче из автоцистерн к скважине?**»

Роберт Эллиот: «Невозможно иметь нулевые потери при передаче LN_2 (жидкого азота). Способы снижения потерь следующие: сделать линии передачи как можно более короткими, убедиться в отсутствии утечек на всех соединительных узлах, закрыть клапан на резервуаре с азотом сразу же после того, как он полностью наполнится. Можете ли вы подавать азот напрямую из автоцистерны

Let's remind that scientific and practical Coiled Tubing Times Journal is an active member of social networks. In particular, the journal has its own page on Twitter (<https://twitter.com/cttimesdotorg>), a widely known social network that enables users to send and read short messages. On that page one is always able to find links to the most up-to-date news of oil and gas industry and oilfield services. Such an option will be very useful for our readers who often use mobile phones and tablets for surfing the web and accessing the Twitter via a specialized mobile application.

Coiled Tubing Times has its own group on LinkedIn website. LinkedIn is a business-oriented social networking service which allows establishing professional relationships. More than 400 millions of users representing 150 industry segments from 200 countries are registered in the service. The group of our journal (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) is actively developing and growing in a number of participants. Almost 5,200 users from Russia, USA, Canada, Middle East, Latin America and Asia-Pacific region are currently registered as the members of our group.

LinkedIn social networking service allows not only to establish business contacts and find new friends, but also to find answers to the questions you are interested in. A large number of professionals working in oil and gas industry in general and coiled tubing industry, in particular, are the members of our group. You can always count on that your questions will find the proper answers, and you'll get the information that will be useful for you.

Coiled Tubing Times continues to publish some of the most interesting and lively discussions started in the Coiled Tubing Times group on LinkedIn. One of such discussions is introduced below.

Abdul Sattar Bugti, Production Engineer at Pakistan Petroleum Limited, asks: “**In almost every acid and kick off job almost 500–600 gallons of N_2 is being lost during liquid N_2 shifting from bowers to tanks and the pumping unit. How we may reduce this N_2 losses during priming and transferring N_2 from bowers to the wellbore?**”

Robert Elliott: “It is impossible to have zero

и закачивать то, что возвращается от азотной установки в пустой резервуар? Это позволит снизить выгорание азота из-за насыщения резервуаров. При заправке азотной установки необходимо около 100 галлонов азота для того, чтобы вытеснить воздух и привести в готовность криогенные линии. Этих потерь никак не удастся избежать. При закачке азота лучше всего выполнять процедуру непрерывно, а не останавливаться каждый раз, когда надо поменять резервуар с азотом. Вы рассматривали возможность использования мембранной азотной установки? Тогда на буровой вам бы не понадобилось иметь жидкий азот».

Радж Чандак: «Используйте резервуары с размерами, которые точно удовлетворяют вашим потребностям. Если размер резервуара большой, а объемы закачки малы, у вас будут большие потери при транспортировке. Как заметил Роберт, потерь при заправке азотной установки избежать не удастся».

Эромозель Имозили: «Хочу подчеркнуть, что длина соединительных шлангов должна быть как можно меньшей».

Абдул Саттар Бухти: «Спасибо, Роберт, Радж и Эромозель, за ваши комментарии...»

Пакер Престивест: «Нужно всегда проверять соединительный рукав, идущий от резервуара с азотом, на предмет утечек. Перед продувкой азота создайте давление в резервуаре в районе 0–1 фунта на кв. дюйм. Это позволит получить температуру в -196°C и избежать более быстрого, чем планировалось, повышения точки кипения азота. Согласно теории, если ваша скорость закачки составляет 250–300 станд. куб. футов в минуту, вы быстрее увеличите давление в резервуаре с азотом. В результате большое количество азота будет потеряно. При давлении в резервуаре в 1–5 бар потери составят около 10–16% от объема резервуара».

Фахр Уль Ислам: «Все представленные выше комментарии очень полезные. От себя хочу добавить, что ключевыми вещами являются давление в резервуаре, давление закачки, короткие криогенные линии, а также нулевые утечки в местах соединений. Если компания, занимающаяся поставками азота на буровые, будет следить за этими ключевыми моментами, то потери будут невелики. Также важно регулярно проверять состояние резервуара с азотом».

Мланфорд Коутиньо: «Если температура окружающей среды на буровой высока ($40\text{--}55^{\circ}\text{C}$), то вам нужен очень высокий вакуум и отличная герметизация резервуара. Несмотря на это, у вас все равно будут значительные потери. Летом на Ближнем Востоке вам сильно повезет, если вы получите 1600 галлонов азота из резервуара объемом 2000 галлонов, прибывшего с базы».

Возможно, мнения этих специалистов окажутся полезными для читателей журнала. ☉

Василий Андреев, «Время колтюбинга. Время ГРП»

ПРИМЕЧАНИЕ. Мнение редакции может не совпадать с мнением вышеупомянутых специалистов.

losses during LN_2 transferring. Ways to reduce losses are: shorten the transfer lines as much as possible, ensure zero leaks at all connections, close in full tricock valve on tank being filled as soon as liquid observed. Can you pump direct from the bowser and take circulated returns from the N_2 unit to an empty tank? This will reduce burn off due to tanks becoming saturated. While priming N_2 unit, you cannot avoid using approximately 100 gallons to properly prime up, as this is what it takes to displace the air and condition the cryogenic lines. While pumping it is better to pump continuously rather than stop to change over tanks. Have you considered a nitrogen membrane unit where you don't require LN_2 on site?"

Raj Chandak: "Use tanks of sizes suitable to your requirement. If the tank is large and volume to be pumped is low, you will have more losses during transportation. As Robert mentioned, prime up losses cannot be removed."

Eromosele Imoisili: "I might stress that shorter connections are required."

Abdul Sattar Bugti: "Thank you Robert, Raj and Eromosele for sharing your ideas..."

Packer Prasetiwest: "Check for a leaking connection N_2 hose from the tank and N_2 liquid line at converter. Before blowing down N_2 , create pressure at N_2 tank of about 0–1 psi to get -196°C to avoid boiling point raising faster than planned. According to N_2 theory, if your pump rate is 250–300 SCF you will get high pressure at N_2 tank faster. As a result, lots of N_2 gas will blow down. When the pressure is 1–5 bar, you will lose 10–16% of the tank volume."

Fakhr Ul Islam: "All the above comments are very useful. As for me, tank pressure, boost pump pressure, short cryogenic lines, zero leakage are the key things. If N_2 operator maintain them properly then the losses will be very little. Also the important thing is the inspection of N_2 tank."

Mlanford Coutinho: "If your ambient temperatures are high ($40\text{ to }55^{\circ}\text{C}$) then you really need good vacuum and insulation in your tank. In spite of that you will have considerable losses... In the middle east at peak summer time you could be lucky if you get 1600 gallons out of a 2000 gallon tank sent from the base."

Perhaps, comments of these specialists will be useful for the readers of our journal. ☉

By Vasili Andreev, Coiled Tubing Times, Hydraulic Fracturing Times

NOTE. The opinions of the above specialists do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

Красота месторождений

The Beauty of Oilfields

Фотографии предоставлены ПФ «Кубаньгазгеофизика»
ООО «Газпром георесурс». Автор: А.С. Долбня

The photos are published by courtesy of Production Branch "Kubangas
geofizika" of OOO "Gasprom Georesurs" . Author: A. Dolbnya



Колтюбинговая установка МК30Т выполняет полный комплекс геофизических исследований скважин в условиях Крайнего Севера

MK30T coiled tubing unit performs full range of well logging operations under Extreme North conditions





НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2016



XII Международный симпозиум
**«ТРУБОПРОВОДНЫЙ
ТРАНСПОРТ – 2016»**
28 апреля, Москва, «Балчуг Kempinski»



XIII Международная конференция
**«ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ
И СНГ – 2016»**
20 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»



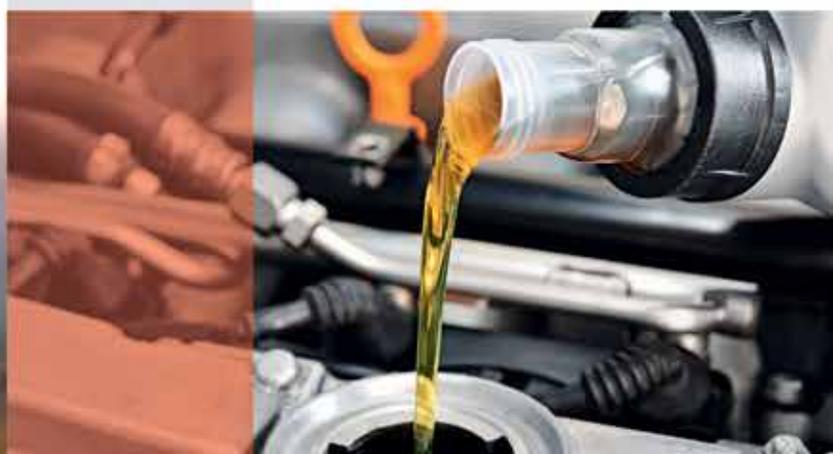
XV Международный форум
**«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
РОССИИ – 2016»**
14 октября, Москва, «Балчуг Kempinski»



I Международный форум
**«РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РФ:
МАРКЕТИНГ И ЛОГИСТИКА – 2016»**
20-21 октября, Москва



VII «МОСКОВСКАЯ НЕДЕЛЯ
СМАЗОЧНЫХ
МАТЕРИАЛОВ – 2016»
15-18 ноября, Москва, «Азимут Олимпик»



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
Lisak@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2016**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

«Лучшая международная компания в области проведения ГРП» _____

«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)» _____

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

«Лучшее периодическое издание в России и СНГ, посвященное нефтегазовому сервису» _____

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 колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» 10 ноября 2016 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым 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

Телефоны:

+7 499 788 91 24;

+7 (916) 512 70 54

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 2016**.

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 international company in the sphere of hydraulic fracturing operations _____

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 _____

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____

Best periodical devoted to oil and gas service in Russia and CIS countries _____

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 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November 10, 2016.

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

Telephone: +7 499 788 91 24;

+7 (916) 512 70 54

Fax: +7 499 788 91 19

Медиаплан выхода и распространения журнала «Время колтюбинга» на отраслевых мероприятиях во II полугодии 2016 года

ВК № 2/56, ИЮНЬ-2016				
МЕРОПРИЯТИЕ	Даты проведения	Город, страна	Организатор	Сайт мероприятия
20-я специализированная выставка «Нефть. Газ. Хим»	24-26.08.2016	Саратов	«СОФИТ-ЭКСПО»	http://expo.sofit.ru/exhibitions/neft-gaz-khim-2016/
Выставка «Нефть. Газ. Химия»	30.08-01.09.2016	Красноярск	Красноярская ярмарка	http://www.krasfair.ru/events/geo/
23-я Международная специализированная выставка «Нефть. Газ. Нефтехимия»	07-09.09.2016	Казань	ОАО «Казанская ярмарка»	http://oilexpo.ru/rus/
Семинар-конференция «Инновации в КРС, ЗБС и ПНП, ГРП»	14-15.09.2016	Тюмень	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&ELEMENT_ID=131
ВК № 3/57, СЕНТЯБРЬ-2016				
«Строительство и ремонт скважин – 2016»	19-24.09.2016	Анапа	ООО НПП «НИТПО»	www.oilgasconference.ru
IX Российско-китайский симпозиум «Новые техника и технологии ГИС в нефтегазовой промышленности»	19-23.09.2016	Санкт-Петербург	Евро-Азиатское геофизическое общество; Геофизическая комиссия Китайской нефтяной ассоциации; ГК «Квант»	–
«ГРП в России: опыт и перспективы»	20-22.09.2016	Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/events-russia-2014-2015/
6-й Петербургский Международный газовый форум (ПМГФ)	04–07.10.2016	Санкт-Петербург	ITE	http://www.mioge.ru/ru-RU/events/gasForum.aspx
24-я Казахская Международная выставка и конференция «Нефть и газ» KIOGE-2016	04–07.10.2016	Алматы, Казахстан	ITE	http://www.mioge.ru/ru-RU/events/kioge.aspx
«Строительство горизонтальных, разветвленных скважин и ЗБС: проблемы, перспективы, инновационные решения»	10-14.10.2016	Ялта	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&ELEMENT_ID=130
XV Международный форум «Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли России»	14.10.2016	Москва	RPI	http://www.rpi-conferences.com/services-and-equipment
Нефтегазовый сервис в России. «Нефтегазсервис-2016»	20.10.2016	Москва	Московские нефтегазовые конференции	http://www.n-g-k.ru/?page=meropr50
Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	17-22.10.2016	Сочи	ООО «НПП«Нитпо»	http://conf4.oilgasconference.ru/
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	24-26.10.2016	Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/spe-russian-petroleum-technology-conference-and-exhibition-2016/
17-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	10-11.11.2016	Москва	ICoTA, ООО «Время колтюбинга»	http://www.cttimes.org/conf/
III-я Международная конференция «Геологоразведка-2016»	09.11.2016	Москва	Vostock Capital	http://www.geoexplorationrussia.com/
18-я специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности «Оборудование – Нефть. Газ. Химия – 2016»	11-14.11.2016	Пермь	Выставочный центр «Пермская ярмарка»	http://www.oilperm.ru/ru/
Российский нефтегазовый саммит «Разведка и добыча»	11.11.2016	Москва		–
Специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия»	22– 24.11.2016	Красноярск	ЗАО ВК «Красноярская ярмарка»	http://krasfair.ru/events/geo/
ВК № 4/58, ДЕКАБРЬ-2016				
SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference	24-26.01.2017	Вудлендс, США	SPE	http://www.spe.org/events/hftc/2017/

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 Бulyка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артём 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.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор,
академик РАН; 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.

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.

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.



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





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

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

