

# Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*

издается с 2002 года / has been published since 2002

**4 (062), Декабрь / December 2017**

Время колтюбинга / Время ГРП / Coiled Tubing Times 4 (062)



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

**THE 18<sup>TH</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING,  
HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**INTERVENTION TECHNOLOGY AWARD – 2017 ОТ ICOTA-РОССИЯ**

**INTERVENTION TECHNOLOGY AWARD – 2017 FROM ICOTA-RUSSIA**

**ГИДРОАБРАЗИВНЫЙ ЗОНДОВЫЙ ПЕРФОРАТОР, ИСПОЛЗУЕМЫЙ  
В КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ**

**HYDROABRASIVE SONDE PERFORATOR USED IN COILED TUBING TECHNOLOGIES**

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ  
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

**NEW TECHNOLOGIES OF WATER CUT DETERMINATION IN OIL PRODUCTION WELLS**

**ВЛИЯНИЕ САВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК**

**THE INFLUENCE OF RESINOUS- ASPHALTENIC MATERIALS ON THE ACID  
TREATMENT EFFICIENCY**

**62**





**SCHOELLER-BLECKMANN  
DARRON RUSSIA**



ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД  
КО ВСЕМ ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА



Немагнитные УБТ  
и производство



Внутрискважинное  
оборудование VICO



Циркуляционные  
переводники PBL

**КАЧЕСТВО** — ответственность каждого  
**QUALITY** — is everyones responsibility



Неразрушающий  
контроль



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

**The 19<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing,  
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Ноябрь 2018 года,  
Россия, Москва**

**November, 2018,  
Russia, Moscow**

**Тематика:**

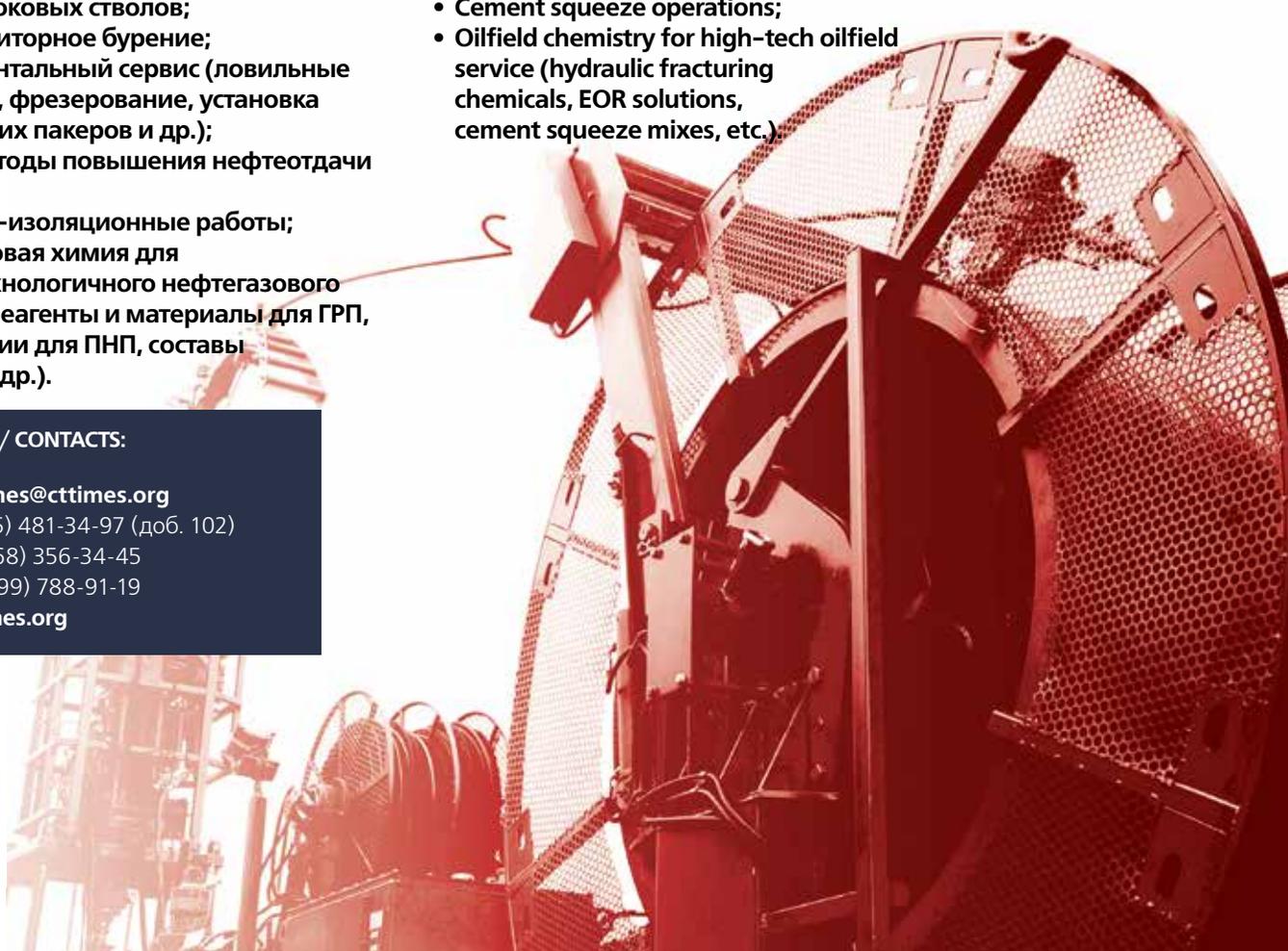
- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы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

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

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



**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;

**Р.М. Ахметшин**, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;

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

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

**Г.А. Булыка**, главный редактор журнала;

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

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

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

**Н.А. Демяненко**, к.т.н., главный специалист Центра моделирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов «ЛУКОЙ-Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень);

**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.

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

профессор, академик РАЕН; научные консультанты –

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

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

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

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

профессор.

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время колтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,

Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.

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

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

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

**EDITORIAL BOARD**

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

**R. Akhmetshin**, Deputy Director of "TagraS-RemServis" – the Head of the Enterprise "AktyubinskRemServis";

**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, Chief Specialist, EOR Methods Simulation and Monitoring Center, LUKOIL-Engineering LLC, KogalymNIPIneft, Tyumen;

**A. Lapatsentava**, Director General, FIDMASH;

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

**A. Ovsiankin**, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

**A. Tretiak**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas

Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);

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

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

**B. Vydrik**, 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.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

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

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

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

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

Doctor of Engineering, Professor.

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

**ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE**

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

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

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

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

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

Registration number ПИ № 77-16977.

## СЛОВО РЕДАКТОРА

В осеннюю Москву я прилетел из израненного ураганом Хьюстона, из знойного Техаса, где, несмотря на погодные неистовства, не прекращают работу на промыслах мои коллеги и друзья. Таков характер этих парней: преодолевать любые препятствия. Других в нефтяники не берут ни по эту, ни по ту сторону Атлантики.

Мои русские коллеги тоже отличаются замечательными человеческими качествами, особенно самые успешные в профессии. А может, именно то, что можно назвать человеческим фактором со знаком плюс, и является залогом успеха? Самоотверженный труд в заданных, как правило, далеких от курортных, условиях и строжайшая технологическая дисциплина, техническая смекалка и постоянная жажда новых знаний – вот составляющие нашего знака плюс.

Еще одно отличительное качество профессионалов: мы щедро делимся опытом. Для этой цели мы когда-то создали Ассоциацию специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), отделения которой к настоящему времени появились уже практически на всех континентах. Совсем недавно я присутствовал на открытии очередного регионального отделения – в Китае.

Я рад, что интенсивно развивается ICoTA-Россия, под эгидой которой 9–10 ноября в Москве прошла очередная 18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Это мероприятие ежегодно собирает приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса: подрядчиков и заказчиков работ, конструкторов и производителей оборудования, ученых и исследователей, создающих химические композиции и материалы. И в этот раз в зале и кулуарах было многолюдно. Программа вместила шесть секций (причем четыре – в первый день!) по шесть докладов. Признаюсь, меня не однажды посещала мысль, что, может быть, стоило бы сделать конференцию менее напряженной, но практического решения этой задачи я не нахожу, потому что в последние пять-шесть лет программный комитет накануне мероприятия оказывается заваленным большим числом заявок на доклады, причем одна заявка другой интереснее. Эта отраслевая конференция фокусирует и усиливает все основные тенденции российского нефтегазового сервиса.

Что мне показалось особенно заметным в этот раз? Во-первых, значительная часть докладов была посвящена непосредственно колтюбингу – гибкой трубе, ее производству, хранению, защите. Я впечатлен проектом, который успешно реализуется в России, а именно скорым запуском производства здесь высококачественной ГНКТ. Во-вторых, анализируя программу конференции, можно с уверенностью утверждать, что развитие новейших технологий нефтегазового сервиса в России идет несмотря ни на что. Я уверен, что в недалеком будущем значительную долю рынка займет колтюбинговое бурение – очень многообещающая технология, которой был посвящен мой доклад. Широкому развитию колтюбингового бурения способствует и производство в России ГНКТ большого диаметра (см. «во-первых»). В-третьих, колтюбинговые технологии становятся все более востребованными по самому широкому спектру работ. С моим мнением вы можете согласиться или поспорить, ознакомившись с подробным отчетом о конференции, подготовленным аналитической группой нашего журнала и опубликованным в этом номере.

Восемнадцать в России – возраст совершеннолетия. Я желаю конференции новых этапных дат, а нам с вами – счастливых встреч в осенней Москве.

Рон Кларк



## EDITORIAL

I have arrived in Moscow leaving behind Houston tormented by hurricanes and sweltering Texas where, in spite of the fierce weather, my friends and colleagues carry on their on-site works. This is what these people are born for, to overcome any challenges. Otherwise, you are not fit for the oil industry, whether on this side of the Atlantic or across it.

My Russian colleagues, especially high flyers, are also distinguished for their remarkable personal qualities. Perhaps, this is a key to success, the human factor with the plus sign, with the components of this plus sign being commitment, whatever the working conditions are, stringent technical discipline, technical understanding and never-ending thirst for new knowledge.

Another distinctive quality of our specialists is willingness to share our experience. It is for this purpose that we have once established Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) whose branches are scattered today over most of the continents. I have recently attended the opening ceremony at yet another regional division in China.

I am happy to see the active development of ICoTA-Russia which sponsored the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference held in Moscow on 9–10 November. This annual event is a traditional venue for those adhering to high technologies in oil service, including contractors and customers, equipment designers and manufacturers, representatives of the scientific and research communities who create chemical components and materials. This time, as always, both the conference hall and the lobbies were swarming with people. The programme comprised six sections (four of them being scheduled for the first day!) with six reports in each of them. I have to admit, I have often thought whether we should make the conference agenda less busy, but I can't see any practical solution to this problem as over the recent five or six years the programme committee has invariably found itself on the eve of the conference snowed under the reporters' applications competing for attention. This industry conference highlights and brings into focus all major trends of the Russian oil and gas service.

What seemed to me most noticeable this year? First, the significant number of the reports was dealing directly with coiled tubing, its production, storage and protection. I have been impressed by the project of the production of high-quality coiled tubing being implemented in Russia. Second, the conference programme makes it clear that the expansion of cutting-edge technologies in the Russian oil and gas service is going on against all odds. I am sure that in the near future coiled tubing drilling, a promising technology which I made the subject of my report, will capture a considerable market share. The production of large-diameter coiled tubing by Russian manufacturers (see "First") is going to facilitate the broad-scale development of coiled tubing drilling. Third, there is an increasing demand for coiled tubing technologies to be used in a wide range of works. Please, feel free to support or argue my opinion after reading the detailed report on the conference prepared by our analysts and published in this issue.

Eighteen years means coming of age in Russia. I would like this conference to grow to new milestone dates and all of us to have new happy meetings in the autumn Moscow.

Ron Clarke

## ПЕРСПЕКТИВЫ

**6** 18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

**36** Intervention Technology Award – 2017

**41** СЗАО «ФИДМАШ» награждено почетным дипломом ICoTA-Россия

## ТЕХНОЛОГИИ

**42** Д. Антониади, С. Фурсин  
Обоснование использования гидроабразивного зондового перфоратора в инновационных колтюбинговых технологиях

**52** И.З. Денисламов, А.Р. Камалтдинов, Г.И. Денисламова, З.А. Максutow  
Совершенствование технологий по определению обводненности продукции нефтяных скважин

## ПРАКТИКА

**60** Востребованными становятся сложные работы – там, где заказчик видит эффект от применения колтюбинга  
(Беседа с **Р.М. Ахметшиным**, заместителем директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальником предприятия «АктюбинскРемСервис»)

**66** Наша бригада – одно целое  
(Беседа с **Н.А. Тараленко**, бригадным механиком ООО «Интегра-Сервисы»)

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

**68** М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, З.Р. Давлетов, П.С. Михайлова  
Влияние САВ на эффективность кислотных обработок

## ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ

**76** А.В. Ильюша, Н.В. Воронцов, Г.Л. Амбарцумян  
Как нам осваивать баженовскую свиту

## КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

**84** Ю.А. Балакиров  
Саморегулируемый проппант (и другие этюды)

**86** Конференции и выставки

**98** Лучшие авторы 2017 года

**104** Красота месторождений  
(Фотографии предоставлены РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

**110** Новый член редакционного совета

*С Новым годом!  
Happy New Year!*



PROSPECTS

**6** 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

**36** Intervention Technology Award – 2017

**41** FIDMASH company has been awarded with Honorary Diploma of ICoTA-Russia

TECHNOLOGIES

**42** **D. Antoniadi, S. Fursin**  
Justification of Application of Hydroabrasive Sonde Perforator in Innovative Coiled Tubing Technologies

**52** **I. Denislamov, A. Kamaltdinov, G. Denislamova, Z. Maksutov**  
Improving the Technology of Water Cut Determination in Oil Production Wells

PRACTICE

**60** Complex Works Are Demanded – Where the Customer Sees the Efficiency of Coiled Tubing Technologies' Application  
(Interview with **R. Akhmetshin**, deputy director of "TagraS-RemServis" – the head of the enterprise "Akt'yubinskRemServis")

**66** We Work as a Team  
(Interview with **N. Taralenko**, brigade mechanic, Integra-Services)

OILFIELD CHEMISTRY

**68** **M. Silin, L. Magadova, L. Davletshina, R. Davletov, P. Mikhailova**  
The Influence of Resinous-Asphaltenic Materials on the Acid Treatment Efficiency

**98** Best authors – 2017

**104** The Beauty of Oilfields  
(The photos are published by courtesy of Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

**110** New Member of the Editorial Board

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

## 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 9–10 ноября 2017 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий». Конференция проходила при официальной поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

В качестве спонсоров выступили известный производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса СЗАО «ФИДМАШ» (генеральный спонсор), компания «Шлюмберже» (официальный спонсор), ООО «Пакер Сервис», NOV Quality Tubing, СЗАО «Новинка»/Группа ФИД, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, ООО «Техностройлизинг».

Партнером конференции традиционно стал научно-образовательный центр «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший на постсоветском пространстве профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков нефтесервисных услуг и производителей высокотехнологичного нефтегазосервисного оборудования. Мероприятие проводится ежегодно и является главным событием в календаре российского отделения ICoTA. Первая конференция состоялась в 1998 году и называлась «Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям». За прошедшие почти два десятилетия конференция не только заслужила статус международной, но и не раз корректировала название – в соответствии с изменениями основных направлений высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Нынешняя конференция в очередной раз

18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held on November 9–10, 2017 in Moscow at the Novotel Moscow City Hotel.

It was organized by the Russian branch of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), the editorial board of the scientific and practical magazine "CT Time. FracTime" and the Non-Profit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center". The conference was held with the official support of the Ministry of Energy of the Russian Federation.

The sponsors were the well-known manufacturers high-tech oil and gas service equipment SZAO FIDMASH (general sponsor), Schlumberger (official sponsor), Packer Service LLC, NOV Quality Tubing, Novinka/FID Group, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, Technostroyleasing LLC.

The scientific and educational center "Industry chemistry" of the Gubkin Oil and Gas Research Institute was the traditional the partner of the conference.

**Традиционная целевая аудитория мероприятия – представители нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний.**

**The traditional target audience of the event is representatives of oil and gas service, producers of oil and gas equipment and materials for high-tech oil and gas service.**

International Scientific and Practical Conference "Coiled tubing technologies, hydraulic fracturing, well interventions" is the oldest professional forum in the post-Soviet space for oil and gas service specialists, customers of oilfield services and producers of high-technology

oil and gas equipment. The event is held annually and is highlight of Russian branch of ICoTA calendar. The first conference was held in 1998 under the title "All-Russian Coiled Tubing Technology Conference". Over the past almost two decades the conference has not only earned the status of an international one, but it amended its name more than once to reflect the developments of high-tech oil and gas service.

This conference reaffirmed its reputation as one

подтвердила свою репутацию одной из самых многочисленных в России по числу участников. В этом году она собрала порядка 115 делегатов из Российской Федерации, США, Великобритании, Беларуси, Австрии, Германии.

Традиционная целевая аудитория мероприятия – представители нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний, а также отраслевых вузов и исследовательских структур. В 18-й встрече приняли участие делегаты от компаний «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Газпромнефть НТЦ», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЕК», BP Russia, «Шлюмберге», Weatherford, «ТаграС-РемСервис», «ЛенингорскРемСервис», «ФракДжет-Волга», «ЕВС», «Пакер Сервис», «БВТ-Восток», «Урал-Дизайн-ПНП», «Геотрансгаз», «Белоруснефть», СЗАО «ФИДМАШ», NOV Quality Tubing, Thru Tubing, Tenaris, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, СЗАО «Новинка», Группа ФИД, «ИНК-Сервис», «ИНК-ТКРС», «Когалымнефтегеофизика», «Башнефтегеофизика», «Рок Инжиниринг Сервисес», «Бустерлифт», «Ветеран», «ГИС Нефтесервис», «Нефететранссервис», «Норд-Система», «Спецнефтетранс», «РуссИнтеграл-Варьеганремонт», «Тюбинг Сервис», НТЦ «ЗЭРС», ТД НКМЗ, Energy Group, НПП «РосТЭКтехнологии», «БИТТЕХНИКА», «Челябинский трубопроводный завод», ROSEN, Oil Energy, «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)», «ТОП ТУЛЗ РУС», «Энгельспецтрубмаш», BICO Drilling Tools, Shinda, CS&P Technologies LP и др., а также представители вузовской науки, в частности, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

С приветственным словом к делегатам конференции обратился председатель ICoTA-Россия К.В. Бурдин. Он поздравил присутствующих с открытием конференции и отметил, что она приобрела характер дружеского круга общения, куда из года в год приезжают представители сервисных компаний, компаний – заказчиков услуг и производителей оборудования для нефтегазового сервиса. «Востребованность на рынке колтюбинговых технологий, и не только их, но и всех видов сервиса по ГРП, по заканчиванию скважин, растет. За прошедший год многие компании, прежде всего производители оборудования по заканчиванию скважин, локализовались в России, перенесли сюда свое производство либо работают над этим. Мы с нетерпением ждем открытия завода по производству ГНКТ в России. Это те позитивные тенденции, о которых, но не только о них, будет идти речь на нашей конференции, программа которой предельно насыщена», – сказал К.В. Бурдин.

Пожелал успеха конференции и прибывший из потерпевшего от урагана Хьюстона Рон Кларк, почетный редактор журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

of the largest in Russia in terms of the number of participants. This year, it brought together around 115 delegates from the Russian Federation, USA, Great Britain, Belarus, Austria, Germany.

The traditional target audience of the event is representatives of oil and gas service, producers of oil and gas equipment and materials for high-tech oil and gas service, as well as industry's universities and research structures. The 18<sup>th</sup> Conference saw

**За прошедший год многие компании, прежде всего производители оборудования по заканчиванию скважин, локализовались в России.**

**Over the past year, many companies, primarily producers of equipment for completion, have localized in Russia.**

attendance by the delegates from Rosneft, Gazprom, Gazpromneft, Gazpromneft NTC, LUKOIL, NOVATEK, BP Russia, Schlumberger, Weatherford, TagraS-RemService, LeninogorskRemServis, FrakDzhet-Volga, EBC, Packer Service, BVT-Vostok, Ural-Design-PNP, Geotransgaz, Belorusneft, SJSK FIDMASH, NOV Quality Tubing, Thru Tubing, Tenaris, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, CJSC Novinka, FID Group, INK-Service, INK-TKRS, Kogalymneftegeofizika, Bashneftegeofizika, Rock Engineering Services, Busterleft, Veteran, GIS Nefteservis, Neftetransservis, Nord-System, Spetsneftetrans, RussIntegral-Varieganremont, Tubing Service, STC ZERC, TD NKMZ, Entry Group, SPE RosTEKTEkhnologii, BITTEHNIKA, Chelyabinsk Pipe Plant, ROSEN, Oil Energy, Welltec Oilfield Services (RUS), TOP TOOLS RUS, Engelsspetstrubmash, BICO Drilling Tools, Shinda, CS&P Technologies LP, etc., as well as representatives of the academia, in particular, the Gubkin Russian State Oil and Gas University.

The opening statements for the delegates of the conference was made by the chairman of ICoTA-Russia K. Burdin. He congratulated those present on the opening of the conference and noted that it turned into something of a friendly circle, which every year brings together representatives of service companies, service customers and manufacturers of equipment for oil and gas service. "There is a growing market demand for coiled tubing technologies and not only them, but also for all types of service for fracturing and completion of wells. Over the past year, many companies, primarily producers of equipment for completion, have localized in Russia, moved their production here or are working on it. We are looking forward to the opening of a coiled tubing plant in Russia. These are the positive trends, of which, inter alia, well be speaking at our conference, the agenda of which is extremely packed" said K. Burdin.

The participants were also given an introductory statement by Ron Clark, the honorary editor of the "CT Time. FracTime" magazine, who arrived from the hurricane-ridden Houston.

## ПРЕЖДЕ ВСЕГО – СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Программа конференции включала шесть технических секций, каждая из которых вмещала шесть докладов. При этом следует отметить, что докладов откровенно рекламного характера в программе не было.

Первую секцию открыл доклад руководителя аналитической группы, RPI Research & Consulting, В.А. Кравеца «**Российский рынок колтюбинга: текущее состояние и прогноз до 2027 года**».

Были описаны драйверы развития российского рынка колтюбинга, в числе которых выделены:

- рост ввода горизонтальных скважин и числа операций зарезки боковых стволов, прежде всего боковых горизонтальных стволов;
- рост числа операций гидроразрыва пласта, в том числе многостадийного;
- рост числа операций капитального ремонта скважин с применением ГНКТ.

Докладчик выделил **основные тренды развития рынка колтюбинга, которыми являются: рост использования колтюбинга при проведении КРС, строительстве горизонтальных скважин, зарезке боковых стволов; рост технологичности операций, например, проведение работ без глушения скважины, использование колтюбинговых технологий на всем этапе освоения скважин для наиболее важных месторождений; распространение геофизических операций с применением колтюбинга.**

Были охарактеризованы ретроспективные объемы горизонтального бурения и операций ЗБС, а также рынка операций ГРП и рынка КРС. Подробно проанализировано текущее состояние рынка колтюбинга. В 2016 году число операций выросло на 6% по сравнению с 2015 годом в связи с увеличением ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, операций ЗБС, а также ГРП на новых скважинах. Самый дорогой сегмент операций с ГНКТ – операции ГРП (МГРП) – 30,1 млрд руб. (57%). Совокупный объем операций с ГНКТ при КРС составил 21,2 млрд руб. (40%). Наиболее дорогостоящими сегментами колтюбинга при КРС являются ОПЗ, подготовка и освоение после ГРП, ЗБС (подготовка к ЗБС и освоение после ЗБС). В качестве ключевого тренда заказчиков можно выделить перманентное снижение количества игроков, в первую очередь за счет неорганических процессов M&A с участием государственных компаний.

Был дан прогноз объема рынка колтюбинга на период до 2027 года с разбивкой по регионам. Отмечено, что в случае изменения налоговой системы рынок колтюбинга получит дополнительный потенциал для роста как в физическом, так и в денежном выражении. Рост объема рынка в денежном выражении связан с увеличением количества операций ГРП, а также востребованностью ГНКТ при операциях КРС,

## FIRST – STRATEGIC ISSUES

The agenda of the conference included six technical sections, each of which included six presentations. At the same time, it should be noted that there were no interventions of an openly advertising nature.

The first section was opened by the presentation of the head of the analytical group, RPI Research & Consulting V. Kravets on "**Russian Coiled Tubing**



### Market: Current State and Forecast till 2027".

He summarized the drivers for the development of the Russian coiled tubing market, including:

- Growth in the number of commissioned horizontal wells and the number of sidetracking operations, primarily for lateral horizontal bores;
- Growth in the number of hydraulic fracturing

Самый дорогой сегмент операций с ГНКТ – операции ГРП (МГРП). Наиболее дорогостоящими сегментами колтюбинга при КРС являются ОПЗ, подготовка и освоение после ГРП, ЗБС (подготовка к ЗБС и освоение после ЗБС).

The most expensive segment of operations with coiled tubing is hydraulic fracturing (multi-stage). The most expensive segments of coiled tubing during completion by drilling are BHT, preparation and completion after fracturing, completion by drilling (preparation for completion by drilling and development after completion by drilling).

operations, including multi-stage frac-jobs;

- Growth in the number of well workover operations employing coiled tubing.

The speaker outlined **the main trends in the development of the coiled tubing market, which include increased use of coiled tubing for WWO, horizontal wells, sidetracking; the increase in**

**the technological intensity of operations, for example, working without shutting down the well, the use of coiled tubing technologies for the entire stage of well completion for the most important oilfields; distribution of logging operations employing coiled tubing.**

в первую очередь при ОПЗ и подготовке к ГРП.

### КУРС НА АВТОМАТИЗАЦИЮ

Автоматизация работ становится отчетливым трендом во всех частях света, где добывают нефть и газ. Впервые в истории конференции проблематика автоматизации производства стала столь заметна, как в этот раз.

Данной теме был всецело посвящен доклад «**Новый уровень автоматизации, безопасности и эффективности: взгляд производителя**», озвученный Ю.В. Белугиным, начальником управления продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ» – генерального спонсора конференции.



Юрий Белугин  
Yury Belugin

Доклад, который образно можно назвать «Автоматический колтюбинг», был сконцентрирован на проблеме автоматизации процессов при использовании высокотехнологичного оборудования для нефтегазового сервиса.

Были охарактеризованы этапы развития систем контрольно-регистрирующих для колтюбинговых комплексов и подробно рассказано об эволюции преодоления недостатков работы более ранних версий СКР. Новые СКР отвечают самым строгим современным требованиям, предъявляемые к СКР:

- компактные размеры;
- высокая надежность (-40 °С ... +45 °С);
- информативный дисплей;
- эргономичность использования;
- обработка данных с электронных датчиков;
- большое количество регистрируемых параметров (в том числе технологических: давление, температура, расход и т.п.);
- адаптивный интерфейс;
- простота передачи и обработки данных, в том числе через интернет;
- совместимость с моделирующим ПО;
- возможность автоматического контроля за основными параметрами оборудования (предупреждение, отключение).

The retrospective volumes of horizontal drilling and well completion by drilling were presented, as were the figures for fracturing market and well workover market. The current state of the coiled tubing market was analyzed in detail. In 2016, the number of operations increased by 6% compared to 2015 due to an increase in the commissioning of horizontal wells, completion by drilling operations, as well as fracturing in new wells. The most expensive segment of operations with coiled tubing is hydraulic fracturing (multi-stage) – 30.1 billion rubles (57%). The total volume of operations with coiled tubing during completion by drilling amounted to 21.2 billion rubles (40%). The most expensive segments of coiled tubing during completion by drilling are BHT, preparation and completion after fracturing, completion by drilling (preparation for completion by drilling and development after completion by drilling). An emerging trend was identified – a permanent decrease in the number of players, primarily due to inorganic M&A processes involving state-owned companies.

A forecast was given for the volume of the coiled tubing market for the period up to 2027, broken down by region. It is noted that if the tax system changes, the coiled tubing market will have an additional potential for growth both in physical and monetary terms. The growth in market volume in monetary terms is associated with an increase in the number of fracturing operations, as well as the demand for coiled tubing in well workover, primarily for BHT and in preparation for fracturing.

### THE CASE FOR AUTOMATION

Automation of works becomes a clear trend in all parts of the world, where oil and gas are extracted. For the first time in the history of the conference, the issue of production automation became so prominent.

This made the core topic of the presentation "**A new level of automation, safety and efficiency: the producer's view**", made by Y. Belugin, head of the

Впервые в истории конференции проблематика автоматизации производства стала столь заметна, как в этот раз.

For the first time in the history of the conference, the issue of production automation became so prominent.

sales and promotion at SJSC "FIDMASH" – the general sponsor of the conference.

The report, which can be dubbed "Automatic

Coiled Tubing", focused on the issue of automation of processes using high-tech equipment for oil and gas service.

The stages of the development of control and recording systems for coiled tubing complexes were described and details were given on the evolution of overcoming the shortcomings of earlier versions of equipment. The new rigs meets the strictest modern requirements:

- Compact size;
- High reliability (-40 °С ... + 45 °С);

Перечислены дальнейшие направления автоматизации:

1. Слежение за состоянием ГНКТ (овальность, дефекты) в режиме реального времени с расчетом эквивалентного напряжения стенок ГНКТ в зависимости от тягового усилия инжектора, устьевого давления и давления циркуляции.

Вторая часть доклада была посвящена информационному взаимодействию установок флота ГНКТ (колтюбинговой, азотной и насосной), осуществляемому с помощью СКР, внедряемому сервису «ФИДМАШ-Онлайн» и комплексной подготовке обслуживающего установки персонала, включающей использование тренажеров-симуляторов на базе ПК.

The second part of the presentation was devoted to the information interaction between the coiled tubing rigs (CT, nitrogen and pumping), implemented using the SKR, the service introduced by FIDMASH-Online and the comprehensive servicing personnel training, including the use of PC-based simulation.

2. Управление давлением натяжения и прижима цепи в зависимости от тягового усилия инжектора с возможностью корректировки оператором.
3. Возможность автоматического проведения СПО на заданную глубину с заданной скоростью.

Вторая часть доклада была посвящена информационному взаимодействию установок флота ГНКТ (колтюбинговой, азотной и насосной), осуществляемому с помощью СКР, внедряемому сервису «ФИДМАШ-Онлайн» и комплексной подготовке обслуживающего установки персонала, включающей использование тренажеров-симуляторов на базе ПК. Был также представлен проект полномасштабного специализированного тренажера на примере колтюбинговой установки (его состав, возможности, преимущества) для подготовки операторов.

С докладом «**Отечественные системы управления современным нефтегазовым оборудованием**» выступил Р.М. Щербин, начальник отдела опытно-конструкторских работ, Группа ФИД.

В настоящее время оборудование для нефтегазовой промышленности становится все более сложным и насыщенным измерительным оборудованием и исполнительными механизмами, поэтому происходит переход от систем управления отдельными установками и агрегатами к полноценной системе управления

- Informative display;
- Ergonomics of use;
- Processing data from electronic sensors;
- Large number of registered parameters (including technological parameters: pressure, temperature, flow, etc.);
- Adaptive interface;
- Ease of data transmission and processing, incl. via the Internet;
- Compatibility with modeling software;
- Possibility of automatic control of the key equipment parameters (warning, shutdown).

The following directions of automation were mentioned:

1. Real-time monitoring the CT state (out-of-roundness, defects) with the calculation of the equivalent stress of the coiled tubing walls depending on the thrust of the injector, the wellhead pressure and the circulation pressure.
2. Control of tension pressure of the chain, depending on the thrust of the injector with the possibility of adjustment by the operator.
3. Ability to automatically perform trips to the given depth at a given rate.

The second part of the presentation was devoted to the information interaction between the coiled tubing rigs (CT, nitrogen and pumping), implemented using the SKR, the service introduced by FIDMASH-Online and the comprehensive servicing personnel training, including the use of PC-based simulation. A project of full-scale specialized simulator was also presented mocking a coiled tubing unit (its composition, capabilities, advantages) for the training of operators.

A report "**Domestic control systems for modern oil and gas equipment**" was given by R. Shcherbin, Head of the Experimental Design at FID Group.



*Константин Бурдин*  
*Konstantin Burdin*

Currently, the equipment for the oil and gas industry is becoming increasingly sophisticated and packed with measuring equipment and actuating mechanisms, so there is a transition from control systems for individual units to a full-fledged control system for various complexes. In order to meet the customer's demand for the control systems for the equipment

различными комплексами. Для реализации потребностей заказчика к системам управления производимого оборудования Группой ФИД разработано и реализовано собственное программное обеспечение систем управления.

Данная система управления:

- разработана с учетом специфики эксплуатации в регионах СНГ;
- адаптивна под установку на оборудование сторонних производителей;
- имеет максимально простой интерфейс управления, не требует длительного времени на обучение нового персонала;
- обеспечивает высокую степень автоматизации процессов – от оператора оборудования фактически не требуется вмешательство в рабочий процесс при проведении операции;
- изначально обладает русскоязычным интерфейсом;
- документация составлена на русском языке, работает служба поддержки;
- обеспечивает передачу данных в реальном времени в любую удаленную точку, использование «облачного» хранилища данных;
- позволяет проводить удаленную диагностику оборудования производителем для максимально оперативного устранения неисправностей;
- производит базовые измерения в единицах СИ (API опционально);
- рабочая температура -40 °C ... +80 °C;
- широкий диапазон напряжения питания: 8 ... 32 VDC;
- имеет возможность реализации взрывобезопасного исполнения.

В основе системы управления с обратной связью лежит математический алгоритм пропорционально-интегрально-дифференциальных расчетов.

Было рассказано о структуре системы сбора данных и алгоритме ее действия. Охарактеризованы конкретные системы управления: система управления установками флота ГРП и ее отдельные блоки, система управления комплексом повышения нефтеотдачи пластов, система управления цементировочными агрегатами, система контрольно-регистрирующая буровых установок.

Менеджер по продажам CS&P Technologies LP Мэтт Грохмен озвучил доклад «**Высококачественное насосное оборудование для ремонта скважин**», в фокус которого были поставлены преимущества автоматических систем управления установками перед ручными системами.

У ручных систем управления имеется ряд отрицательных свойств ввиду того, что управление ими создает большую физическую и ментальную нагрузку на оператора, способную приводить к ошибкам из-за так называемого человеческого фактора. У ручных систем

produced, the FID Group has developed and implemented its own Software for Control Systems.

This control system:

- Is developed with regard to specifics of operation in the CIS regions;
- Is adaptable for installation on third-party equipment;
- Has the simplest control interface, does not require lengthy training for new personnel;
- Provides a high degree of process automation – the operator of the equipment does not actually need to interfere with the workflow during the operation;
- Has the original Russian-language interface;
- Has the documentation in Russian, with the support standing by;
- Provides real-time data transfer to any remote area, using a cloud storage;
- Allows for remote diagnostics of equipment by the manufacturer for the most prompt troubleshooting;
- Produces basic measurements in SI units (API optional);
- Operating temperature range -40 °C ... +80 °C;
- Broad range of voltage: 8 ... 32 VDC;
- Can be produced in explosion-proof design.

The control system with feedback is based on a mathematical algorithm of proportional-integral-differential calculations.

The structure of the data collection system and the algorithm of its operation were presented. Individual control systems were described: the control system

Онлайн-сбор данных – это современный тренд, который нужно развивать и поддерживать.

Online data collection is a modern trend that needs to be developed and maintained.

for the hydraulic fracturing fleet and its individual units, the system for managing the oil production stimulation, the control system for cementing units; control and logging system for drilling rigs.

Sales Manager

for CS&P Technologies LP Matt Grohman presented the "**High-quality pumping equipment for well servicing**" report, which focused on the advantages of automatic control systems as compared to manual systems.

Manual control systems have a number of drawbacks due to the fact that the operator is subject to great physical and mental pressure, which can lead to human errors. Manual systems are ridden with chronic failures and malfunctions, such as premature failure of certain types of equipment and/or their components. All this makes it difficult to train the personnel and only aggravates staff turnover.

Recently, the industry has started switching to automatic control systems, which are computer-controlled, when the error margin as low as 1%. This increases efficiency, reduces operating costs, improves work safety, reduces maintenance costs, and the likelihood of equipment failure. In addition, it becomes possible to integrate all different rigs (coiled tubing,

наблюдаются хронические отказы и неполадки, например, преждевременные отказы отдельных видов оборудования и/или их компонентов. Все это усложняет обучение персонала и способствует текучке кадров.

В последнее время индустрия переключается на автоматические системы управления, которые управляются компьютерами, когда погрешность в управлении составляет всего 1%. При этом повышается эффективность, снижаются эксплуатационные расходы, повышается безопасность работ, снижаются затраты на техобслуживание, уменьшается вероятность отказов оборудования. Кроме того, появляется возможность интегрировать все установки флота (колтюбинговую, насосную, азотную) и одновременно управлять ими. Онлайн-сбор данных – это современный тренд, который нужно развивать и поддерживать.

### В АВАНГАРДЕ – КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основной корпус докладов конференции был посвящен колтюбинговым технологиям.

Мартин Райланс, менеджер BP Russia, выступил с докладом **«Колтюбинг мог бы стать ключом к крупным запасам углеводородов»**.

На Аляске и в Сибири значительный объем запасов нефти содержится в преимущественно песчаных пластах с малой глубиной залегания, низкой температурой и высокой вязкостью, разработка которых еще не ведется. Изначально предполагалось проводить разработку по эффективной на тот момент (1980-е) технологии бурения вертикальных скважин с проведением в них гидроразрыва пласта, однако это оказалось нерентабельно. Следующим решением стало бурение горизонтальных скважин (1990-е), однако большой показатель выноса песка с прорывами воды при текущей системе заводнения сделали данную технологию нерентабельной.

После различных попыток, включающих применение фильтров с гравийной набивкой (2000-е), могло показаться, что рентабельного метода разработки этих месторождений не существует. Однако компания BP считает, что применение технологии гидроразрыва пласта с фильтром (в которой используются все приборы, которые никогда не применялись в комплексе друг с другом) может решить данную экономическую проблему. Традиционные методы борьбы с пескопроявлением крайне сложны, малоустойчивы к внешним факторам, дорогостоящи, и, как известно, приводят к большому скин-эффекту (по всей длине горизонтального участка скважины).

Авторы считают, что единственным способом разработки подобных пластов является применение широко развитой технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Даже учитывая общую нерентабельность вертикальных скважин

pumping, nitrogen) and manage them all at the same time. Online data collection is a modern trend that needs to be developed and maintained.

### CT TECHNOLOGIES AT THE FOREFRONT

The main body of presentations were on CT technologies.

Martin Rylance, a manager with BP Russia, spoke about how **“Coiled Tubing Could Be the Key to Major Reserves”**.

There are substantial volumes of oil in place, in both Alaska and Siberia, in shallow cold viscous and sand-prone formations, that have as yet defied any economic development. With appraisal having taken place over nearly 30 years a number of key behaviors remain to be resolved if this oil is ever to be produced in an economic and beneficial manner. Originally, in the 1980s, investigated with fractured vertical wells, while this approach proved robust, the number of wells and associated surface infrastructure required to develop the reserves made this impractical. Logically, the application of horizontal wells technology was the next step (1990s), as this was a developing approach elsewhere. However, extensive sand production as well as production ending water MBEs (Major Breakthrough Events) in the waterfloods, also

made the horizontal wells impractical.

With various trials, including gravel-packing, having taken place throughout the (2000s), it has looked as though a cost-effective approach might elude the industry. However, in a scenario that closely reflects the development of the Frac-Pack approach (i.e. all tools are out there just no-one has screwed them together), BP believe that the industry is on the verge of resolving this

economic conundrum. The major issue with horizontal wells, it would appear, is that the sand production itself encourages the occurrence and frequency of the MBE events. Conventional sand control approaches are too intricate, too sensitive and far too expensive and as we all know often result in very high positive skins (this only being offset by the horizontal length of the well).

Authors believe that the tools that have been extensively developed to deliver multi-fractured horizontal wells are just the solution these reservoirs have been waiting for. While the vertical fractured wells were themselves uneconomic, the fracturing demonstrated the uplift and inherent sand control that is required, many of these wells still on production 30 years later (at very low rates). Combining hydraulic fracturing with sliding sleeves (that have a screen option) potentially provides a sand control option, with an offsetting stimulation effect. A horizontal well with 10 to 20 sliding sleeves (screened) and swell packers, would potentially allow cost effective development to take place. Additionally, should

Колтюбинговые технологии являются основным методом активации сдвижных муфт при ГРП.

As Coiled Tubing has been one of the key tools that have been used to deploy these sliding sleeve discrete fracturing approaches.

с ГРП, применение гидроразрыва привело к росту добычи и необходимому контролю выноса песка, в результате чего эти скважины до сих пор добывают нефть (в малых количествах) спустя 30 лет. Совместное использование технологии ГРП со сдвижными муфтами (с функцией фильтра) потенциально позволяет обеспечить борьбу с пескопроявлением с минимальным эффектом интенсификации притока. Применение горизонтальных скважин со сдвижными муфтами (с функцией фильтра) в количестве от 10 до 20 и набухающими пакерами может обеспечить рентабельность разработки. Кроме того, в случае прорыва воды можно определить обводненный интервал и закрыть соответствующую муфту, что обеспечит продолжительную добычу нефти из скважины.

Колтюбинговые технологии являются основным методом активации сдвижных муфт при ГРП, поэтому потенциально именно эти технологии должны быть использованы для разработки месторождений на Аляске и в Сибири. На Аляске колтюбинг широко используется почти для всех видов скважинных работ и является высокоэффективной, рентабельной и достаточно адаптивной технологией. Как указано выше, одной из основных причин высокой рентабельности колтюбинга является возможность установки приборов контроля пескопроявлений без использования буровой установки.

Первый заместитель директора – главный конструктор СЗАО «Новинка» С.А. Атрушкевич охарактеризовал «**Современное оборудование для внутрискважинных работ с использованием колтюбинговых установок**»: было рассказано об оборудовании для доставки геофизических приборов с использованием колтюбинговых установок в



*Сергей Атрушкевич*  
*Sergei Atrushkevich*

стволы горизонтальных и субгоризонтальных скважин, в которые обеспечить доставку приборов с помощью кабеля (или жесткого кабеля) не представляется возможным. Были охарактеризованы конструкции и технические

an MBE event occur, the offending sleeve could be identified and closed which would result in continued production and recovery from the well.

As Coiled Tubing has been one of the key tools that have been used to deploy these sliding sleeve discrete fracturing approaches, this potentially will be the key to deployment in Alaska and Siberia. Certainly in Alaska, Coiled Tubing is widely used for almost all kinds of well activity, highly efficient, cost-effective and nimble. Indeed one of the major cost advantages of the approach, as noted above, is that the drilling rig is released to drill another well and sand control is installed in a conventional rig-less manner.

First Deputy Director – Chief Designer of SZAO Novinka S. Atrushkevich described the "**Modern equipment for downhole operations used by coiled tubing rigs**". He told about the equipment used by the CT rigs for or delivery of logging instruments to the wellbores of horizontal and subhorizontal wells, where it is impossible to use cable (or a rigid cable). Designs and technical parameters of cable heads KS 151, KS 153 were presented; as well as the layout of the connector KC 171, the downhole

Представлен дефектоскоп гибкой трубы ДТ1, предназначенный для оценки дефектов и контроля технического состояния ГНКТ в процессе спуско-подъемных операций.

DT1 faultfinder for CT was presented. It is designed to find faults and control the technical condition of the coiled tubing during trips.

assembly KS 301, and also the directional drilling system SNB 89-76M with the cable communication channel.

The technologies of directed drilling, ejector cleaning of wells, selective treatment of multi-hole wells, acid-jet drilling, as well as the downhole tool orientation mechanism were presented.

Another part of the report focused on the universal downhole tool (connectors with coiled tubing, disconnectors, coupler assembly, centralizers, overshots, auxiliary tools).

The speaker spoke in detail about CT Lift technology for maintaining the wellhead pressure for the fast-joining gas wells at the level required for continuous operation (Velocity String). Using this technology allows reducing the cross section of the fluid flow and increase its flowrate, which makes it possible to transport liquid from the wellbore. The equipment configuration and the sequence of works for the CT Lift technology were explained.

In conclusion, the DT1 faultfinder for CT was presented. It is designed to find faults and control the technical condition of the coiled tubing during trips.

The main geologist of the LLC "Packer Service" A. Panchev spoke about **downhole operations with the use of coiled tubing**. He listed the main types of wellworks with CT and described each of them

параметры головок кабельных КС 151, КС 153; компоновки соединительной КС 171, внутрискважинной компоновки КС 301, а также системы направленного бурения СНБ 89-76М с кабельным каналом связи.

Представлены технологии направленного бурения, эжекторной очистки скважин, селективной обработки многозабойных скважин, кислотоструйного бурения, а также механизм ориентирования инструмента в скважине.

Отдельная часть доклада была посвящена универсальному внутрискважинному инструменту (соединителям с ГНКТ, разъединителям, компоновке соединительной, центраторам, аварийному инструменту (овершотам), вспомогательному инструменту).

Докладчик подробно рассказал о технологии ГНКТ «Лифт» поддержания устьевого давления быстрообъединяющихся газовых скважин на уровне, необходимом для непрерывной работы (Velocity String). Установка оборудования по данной технологии позволяет уменьшить поперечное сечение потока жидкости и увеличить его скорость, что дает возможность транспортировать жидкость из ствола скважины. Был охарактеризован состав оборудования и последовательность проведения работ по технологии ГНКТ «Лифт».

В заключение был представлен дефектоскоп гибкой трубы ДТ1, предназначенный для оценки дефектов и контроля технического состояния ГНКТ в процессе спуско-подъемных операций.

Главный геолог ООО «Пакер Сервис» А.И. Панчев рассказал о **внутрискважинных работах с применением ГНКТ**. Были перечислены основные виды работ и ГТМ с ГНКТ, подробно охарактеризован каждый из них. Докладчик обратил особое внимание на нормализацию забоя скважин с применением пенных систем; ликвидацию прихватов НКТ/СНБ с использованием вращающейся насадки (альтернативы труборезам); нормализацию забоев скважин с использованием фрезерного инструмента; осложнения, возникающие при нормализации забоев скважин; освоение скважин (рекомендации и осложнения).

Особое место в докладе заняли пороховые газогенераторы для локального разрыва продуктивного пласта, применяющиеся с целью ПНП. В заключение докладчик остановился на достоинствах локального ГРП.

Одной из самых многообещающих технологий продолжает оставаться **колтюбинговое бурение**, что нашло отражение и в программе конференции.

«**Новый способ направленного бурения на колтюбинге. Технические и экономические детали**» – такое название носил доклад почетного редактора журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» Рона Кларка.

Эпиграфом к выступлению стала фраза Уинстона Черчилля «Чем дальше ты можешь

in detail. The speaker drew particular attention to the bottomhole normalization with the use of foam systems; releasing stuck tubing using rotating heads (alternative to pipe cutters); bottomhole normalization with the use of a milling tool; complications during the bottomhole normalization; well development (recommendations and complications).

The report specifically highlighted the powder gas generators for local fracturing of reservoirs, which are used for the enhanced oil recovery purposes. In conclusion, the speaker touched upon the merits of local fracturing.

**Coiled tubing drilling** remains one of the most promising technologies, which was reflected in the agenda of the conference.

"**A new way of directional drilling with coiled tubing. Technical and economic details**" was the title of the intervention by the Honorary Editor of the "CT Time. FracTime" magazine Ron Clarke.

He opened with a Winston Churchill's quote "The farther back you can look, the farther forward you are likely to see." Leading companies such as Schlumberger, more than once proved this to be true. The speaker outlined a short history of the development of coiled tubing drilling, which began in 1994, noting that it is impossible to draw conclusions about the effectiveness of this technology while looking only at the results of pilot projects.

The main advantages and limitations of coiled tubing drilling were compared with drill pipes. With the development of technology, the shortcomings were largely reduced.

Coiled tubing drilling can be successful provided the technology is applied correctly. The key to the success of the project is the synchronization of the objectives of the parties involved, primarily the owner of the well and the service company. It is important to secure a contractor with a wealth of experience in performing such works. Also, the participation of competent experts at the project preparation stage is welcomed, especially for geology and geophysics. A huge role is played by equipment, in particular, BHA.

Very soon, coiled tubing drilling technologies will

**Настоящим прорывом станет локализация производства ГНКТ большого диаметра в России.**  
Real breakthrough will be the localization of large-diameter coiled tubing production in Russia.

become widely used in Russia. There is a logistics issue: costly delivery of shipping large diameter coiled tubing from overseas. Therefore, a real breakthrough will be the localization of large-diameter coiled tubing production in Russia.

A clear modern trend for oil and gas service is the use of coiled tubing to deliver logging instruments downhole. The presentation "**Using coiled tubing with geophysical cable at "Belorusneft"**" was given by P. Revyakov, Class 1 technologist engineer with the innovative technologies development department at

смотреть, тем дальше ты видишь» (“The farther back you can look, the farther forward you are likely to see”). Компании-лидеры, такие как «Шлюмберже», не раз подтверждали правильность этого выражения. Докладчик изложил краткую историю развития колтюбингового бурения начиная с 1994 года, отметив, что выводы об эффективности данной технологии невозможно делать, опираясь на результаты только лишь пилотных проектов.

Были перечислены основные преимущества и ограничения колтюбингового бурения по сравнению с бурением на свинчиваемых трубах. С развитием технологии недостатки удалось в значительной мере редуцировать.

Бурение на колтюбинге может быть успешно при условии правильного применения технологии. Залог успеха проекта – синхронизация целей участвующих в нем сторон, прежде всего владельца скважины и сервисной компании. Важно привлечь подрядчика с богатым опытом проведения подобных работ. Также приветствуется участие компетентных экспертов на этапе подготовки проекта, особенно это касается вопросов геологии и геофизики. Огромная роль принадлежит оборудованию, в частности КНБК.

Очень скоро технологии колтюбингового бурения станут широко применяться в России. Существует логистическая проблема: дорогостоящая доставка ГНКТ большого диаметра из-за океана. Поэтому настоящим прорывом станет локализация производства ГНКТ большого диаметра в России.

Отчетливым трендом современного нефтегазового сервиса стало использование ГНКТ для доставки геофизических приборов в скважину. Доклад «**Применение ГНКТ с геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»**» озвучил П.В. Ревяков, инженер-технолог 1-й категории отдела развития инновационных технологий БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

С 2010 года в ПО «Белоруснефть» применяются ГНКТ, оснащенные геофизическим кабелем для выполнения работ колтюбинговыми установками производства СЗАО «ФИДМАШ». В первой части доклада было рассказано о применяемом в Республике Беларусь колтюбинговом оборудовании, безопасном способе оснащения ГНКТ кабелем, изложен опыт работ и преимущества данного способа. Во второй части доклада была сконцентрирована информация о колтюбинговых технологиях в ПО «Белоруснефть» с применением ГНКТ и геофизического кабеля, о разработанной БелНИПИнефть кабельной головке для геофизических исследований горизонтальных скважин, а также о технологических схемах при бурении, фрезеровании портов МГРП системой направленного бурения.

Менеджер по развитию бизнеса ООО «Велтэк»

Было рассказано о применяемом в Республике Беларусь колтюбинговом оборудовании, безопасном способе оснащения ГНКТ кабелем.

The coiled tubing equipment used in the Republic of Belarus, the safe way of equipping the coiled tubing with a cable.

BelNIPIneft of "Production Association" Belorusneft".

Since 2010, Belorusneft has been using coiled tubing equipped with a logging cable to perform the works by coiled tubing rigs produced by SZAO FIDMASH. The first part of the report focused on the coiled tubing equipment used in the Republic of Belarus, the safe way of equipping the coiled tubing with a cable, the experience and advantages of this method. The second part of the report contained the information on coiled tubing technologies at Belorusneft using coiled tubing and logging cables with on the cable head developed by BelNIPIneft for geophysical surveying of horizontal wells, as well as on technological schemes for drilling and milling the multi-stage frac ports by a directional drilling system.

Business Development Manager of Welltec Oilfield Services (RUS) LLC V. Bugrov spoke about **robotic Welltec® systems for wellworks using the logging cable.**

Robotic devices on a wireline cable are able to perform the same tasks, which traditionally employ workover equipment or CT assemblies. The report described the application of Welltec technologies for addressing the issues of delivering complex logging instruments to horizontal wells, providing access to horizontal wellbores, performing mechanical operations to manipulate hydraulic couplings, as well as carrying out emergency operations using a mechanical pipe cutter.

The company has an extensive portfolio for the performance of a wide range of downhole works. 2017 was a breakthrough year for the application of Welltec mechanical solutions in the Russian Federation. The main type of works seeing Welltec involvement is the delivery of complex logging equipment to horizontal wells, and the main tool for it is the downhole tractor.



*Руслан Салдеев*  
*Ruslan Saldeev*

Ойлфилд Сервисес (РУС)» В.С. Бугров рассказал о **роботизированных системах Welltec® для ГТМ на геофизическом кабеле.**

Роботизированные устройства на каротажном кабеле способны выполнять те же задачи, для решения которых традиционно применяется оборудование КРС и установки ГНКТ. В докладе было рассказано о применении технологий компании «Велтэк» для решения задач по доставке



*Всеволод Бугров*  
*Vsevolod Bugrov*

комплексных геофизических приборов в горизонтальные скважины, обеспечению доступа в стволы горизонтальных скважин, проведения механических работ по манипуляции муфтами ГРП, а также проведения аварийных работ с применением механического резака труб.

Компания располагает обширным портфолио для производства широкого спектра внутрискважинных работ. 2017 год стал прорывным в области применения механических решений Welltec в РФ. Основным видом работ, для которых привлекается Welltec, является доставка комплексной геофизической аппаратуры в горизонтальные скважины, а основным инструментом – скважинный трактор. Well Tractor – это электрогидравлический скважинный инструмент, предназначенный для доставки специального оборудования в горизонтальные стволы скважин. Устройство спускается на каротажном кабеле до максимально возможной глубины под действием силы тяжести.

Наиболее перспективным направлением для дальнейшего применения роботизированных технологий компании Welltec является цикл операций, финальной целью которых является управление скважиной заказчика. Комплекс мероприятий состоит из следующих видов работ: подготовка ствола скважины для обеспечения доступа инструментов до забоя, проведение комплекса ПГИ для сбора актуальных данных по работе скважины, селективное управление муфтами МГРП для водоизоляции либо повторному ГРП. В настоящее время операторы перешли к использованию растворимых шаров,

Well Tractor is an electro-hydraulic downhole tool designed to deliver special equipment to horizontal wellbores. The device goes down on the wireline cable to the maximum possible depth on its own weight

Welltec's most promising direction for further use of robotic technologies is the cycle of operations with the ultimate objective of managing the customer's well. The package of activities consists of the following types of works: preparation of the wellbore to ensure tools' access to tools to bottomhole, performing well logging to collect updated data on the operation of the well, selective management of the multi-stage frac sleeves for water shut-off or re-fracturing. Currently, the operators have switched to using soluble balls, which made it possible to shorten the cycle of well development after the multi-stage fracturing. Another novelty by the company for emergency operations is a mechanical pipe cutter. The tool has long proved successful, and it took three years to develop one for the smallest standard size of 60 mm.

Robotic technologies for downhole operations are becoming more widespread and make worthy competitors to coiled tubing.

#### **HER MAJESTY THE COILED TUBE**

A distinctive feature of this conference was the large number of reports on the main element of coiled tubing technologies – the coiled tube itself, its production, storage, and corrosion protection methods.

Three speeches were given by the NOV Quality Tubing sales manager Andrew Carrion.

**Роботизированные технологии для проведения внутрискважинных работ приобретают все большее распространение и составляют здоровую конкуренцию ГНКТ.**

**Robotic technologies for downhole operations are becoming more widespread and make worthy competitors to coiled tubing.**

The audience was told about **high-strength (140 ksi) sour-service coiled tube** – a joint effort by NOV Quality Tubing and Halliburton. This high-strength coiled tubing is the most recent product offered to customers. Coiled tube is suitable for all types of wells, including horizontal and directional ones. The audience was told about the history of development of this product, about testing in the field, about the sizes available. Tests showed that mechanical characteristics are observed throughout the length of the pipe. Coiled tubing successfully passed testing when working with a preventer, injector, and connector with BHA. It is proven that all types of equipment are compatible with 140 ksi. Strength tests have proven that the 140 ksi tube's welds are 50% stronger than the original (parent pipe), and 140 ksi itself is 40% better at sustaining mechanical stress.

The results of twelve tests of 140 ksi in a hydrosulphuric environment (pH = 2.8, pressure 100

это позволило сократить цикл освоения скважин после МГРП. Еще одна новинка компании для производства аварийных работ – механический труборез. Инструмент успешно зарекомендовал себя достаточно давно, а разработка модели в самом малом типоразмере в 60 мм велась последние три года.

Роботизированные технологии для проведения внутрискважинных работ приобретают все большее распространение и составляют здоровую конкуренцию ГНКТ.

### ЕЕ ВЕЛИЧЕСТВО ГИБКАЯ ТРУБА

Особенностью нынешней конференции стало большое количество докладов, посвященных главной составляющей колтюбинговых технологий – непосредственно гибкой трубе, ее производству, хранению, способам защиты от коррозии.

Три доклада озвучил менеджер по продажам NOV Quality Tubing Эндрю Кэррион.

До аудитории была донесена информация о **высокопрочных (140 ksi) гибких трубах в кислотозащищенном исполнении** – совместной разработке компаний NOV Quality Tubing и Halliburton. Эта высокопрочная ГНКТ – самый последний на сегодняшний момент продукт, который предлагается заказчикам. Гибкая труба подходит для всех типов скважин, в том числе горизонтальных и наклонно направленных. Было рассказано об истории создания этого продукта, об испытаниях в полевых условиях, о типоразмерах выпускаемой ГНКТ. Испытания показали, что механические характеристики соблюдаются на всей протяженности трубы. ГНКТ успешно прошла тестирование при работе с превентором, инжектором, соединителем с КНБК. Доказано, что все виды оборудования совместимы с 140 ksi. Испытания на прочность доказали, что у трубы 140 ksi сварные швы на 50% прочнее, чем у исходной (родительской трубы), а сама 140 ksi на 40% лучше выдерживает механические нагрузки.

Результаты двенадцати тестов 140 ksi в сероводородной среде (pH = 2,8, давление 100 атм.) показали, что труба может успешно использоваться при наличии химических ингибиторов. Можно сделать вывод, что высокопрочные (140 ksi) гибкие трубы в кислотозащищенном исполнении могут использоваться в самой жесткой среде как на шельфе, так и на континентальных месторождениях. С данной трубой реализован ряд проектов, в том числе фрезерование и перфорация. В настоящее время создается комплексная компьютерная модель для 140 ksi с целью включить ее в программное обеспечение.

Суть второго доклада Кэрриона «**Хранение колонн гибких труб. Долгосрочный проект Quality Tubing, связанный с оценкой влияния условий хранения**

По результатам испытаний можно дать пять рекомендаций для хранения ГТ.

Based on the test results, five recommendations can be given for the storage of CT.

atm.) Showed that the tube can be successfully used with chemical inhibitors. It can be concluded that high-strength (140 ksi) sour-service coiled tube can be used in toughest environments both at the offshore and continental deposits. With this pipe a number of projects have been realized, including milling and perforation. Currently, a complex computer model for 140 ksi is being created to be included in the software.

The gist of Carrion's second report "**Storing of CT columns. The long-term Quality Tubing project, connected to assess the impact of the CT storage conditions on its fatigue resistance**" is pretty deducible from the title. It was about the best practice of SPE's storage of new and already used coiled



Эндрю Кэррион  
Andrew Carrion

tubing. The speaker presented the results of various tests of CT over the past twenty years, which helped to determine when and why it deteriorates during storage. The results for the tested CT columns were given: wall thickness, traces of rust, weld joints, material fatigue. In comparison with the model, most of the samples behaved as expected, and as for material fatigue, the samples performed better than modeled.

Based on the test results, five recommendations can be given for the storage of CT:

- Shelter the coil;
- Coating the inner and outer surfaces of the

tube with special compounds;

- Fill the inside with inert gas;
- Inhibition;
- Seal the open ends of the tube.

These measures will help keep the coiled tubing intact or at least reduce the likelihood of corrosion.

In his third report,

Также рассмотрены основные механизмы, приводящие к деструкции трубы. Таковыми являются образование коррозии и механические повреждения.

Basic mechanisms leading to the destruction of the tube were considered. These are corrosion and mechanical damage.

**гибкой трубы на ее усталостную стойкость»** заключена уже в самом названии. Было рассказано о накопленной в SPE передовой практике хранения новой и уже бывшей в использовании ГНКТ. Охарактеризованы результаты различных испытаний гибкой трубы за последние двадцать лет, которые помогли определить, когда и в результате каких факторов происходит ее порча при хранении. Представлены результаты по испытываемым колоннам ГТ: толщина стенок, следы ржавчины, состояние сварных швов, усталость материала. В сравнении с моделью большинство образцов вело себя так, как и ожидалось, а что касается усталости материала, то образцы показали себя лучше, чем модель.

По результатам испытаний можно дать пять рекомендаций для хранения ГТ:

- укрытие катушки;
- покрытие внутренней и внешней поверхностей трубы специальными составами;
- закачка инертного газа внутрь трубы;
- ингибирование;
- закупорка свободных концов трубы.

Эти меры помогут сохранить ГНКТ в целости или как минимум снизить вероятность коррозии.

В своем третьем докладе **«Типы отказов гибкой трубы»** Кэррион выделил основные причины отказов, самая распространенная из которых – отказ по причине усталости материала. Были приведены и наглядно проиллюстрированы наиболее типичные примеры, а также рассмотрены основные механизмы, приводящие к деструкции трубы. Таковыми, согласно статистике, являются образование коррозии (42% случаев в 2015–2016 годах) и механические повреждения (27% случаев).

Коррозия в основном возникает либо из-за микробного воздействия, либо под влиянием кислоты. В первом случае для предотвращения отказов нужно использовать только свежую воду или добавлять бактерициды. Во втором случае следует применять ингибиторы коррозии. Механические повреждения, как правило, появляются либо из-за мусора, либо при несоблюдении правил эксплуатации оборудования.

К отказам могут привести также производственные дефекты: дефект сварного шва, расслоение стали, повреждение поверхности ГНКТ при неправильном обращении, прежде всего перематке. Компания NOV Quality Tubing стремится минимизировать такого рода причины.

Менеджер по продажам компании Tenaris Т.Р. Сабитов выступил с докладом **«Применение новой технологии производства гибких труб (ГТ) в полевых операциях и новый класс ГТ для улучшения качества работ с содержанием сероводорода»**, посвященном Blue Coil® – премиум-продукту компании.

Blue Coil® – это гибкие трубы премиум-класса. Данная технология берет начало с 2015 года. Ее развитие связано со все большим усложнением

**"Types of CT failures"** Carrion identified the main causes of failure, the most common of which is failure due to fatigue. The most typical examples were illustrated, also the basic mechanisms leading to the destruction of the tube were considered. These, according to statistics, are corrosion (42% of cases in 2015/2016) and mechanical damage (27% of cases).

Corrosion mainly occurs either due to microbial effects, or under the influence of acid. In the first case, only fresh water should be used or bactericides added to prevent failures. In the second case, corrosion inhibitors should be used. Mechanical damage, as a rule, occurs either because of debris, or if the rules for operating the equipment are not observed.

Failure can also be caused by manufacturing defects:

weld defects, steel stratification, damage to the surface of the coiled tubing from improper handling during, predominantly, spooling. NOV Quality Tubing aims to minimize such causes.

Sales Manager from Tenaris

Применение ингибиторов кислотной коррозии является универсальным методом для снижения скорости коррозии внутрискважинного оборудования.

The use of acid corrosion inhibitors is a universal method to reduce the corrosion rate of downhole equipment.

T. Sabitov made a presentation on **"The use of new technology for the production of CT in field operations and a new class of CT for improving the quality of works with hydrosulphuric content"**, which revolved around Blue Coil® – a premium product by the company.

Blue Coil® is a premium CT. This technology dates back to 2015. Its development is associated with the increasing complexity of coiled tubing technologies, requiring CT to be able to perform under high pressure, with significant content of hydrogen sulphide, acids, carbon dioxide, with high reliability requirements for the equipment.

The main difference of Blue Coil® from conventional CT is, first, in the improved chemical composition of the steel and, secondly, in the new heat treatment



Тимур Сабитов  
Timur Sabitov

колтюбинговых технологий, требующим ГНКТ, позволяющих работать в условиях высокого давления, значительного содержания сероводорода, кислот, углекислого газа, когда к оборудованию предъявляется требование особой надежности.

Основное отличие Blue Coil® от стандартных ГНКТ состоит, во-первых, в улучшенном химическом составе стали и, во-вторых, в новом процессе термообработки, в результате которого происходит полная металлургическая трансформация ГТ (изменение микросостава тела трубы, сварных швов, косых сварных швов). При этом исчезает эффект косых сварных швов, провоцирующий дополнительный износ, и надежность ГТ возрастает в 2–4 раза. Было проведено большое количество экспериментов, которые показали, что в полевых условиях срок службы Blue Coil® до четырех раз выше, чем у стандартной ГНКТ.

**«О характере коррозионных процессов и ингибировании коррозии гибких труб»** было доложено доцентом Л.Ф. Давлетшиной и магистрантом К.В. Ильковым, представителями НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Применение ингибиторов кислотной коррозии является универсальным методом для снижения скорости коррозии внутрискважинного оборудования. К ингибиторам коррозии в кислотных средах относятся органические гетероатомные соединения, активность которых определяется адсорбцией молекулы ингибитора на поверхности металла. Степень покрытия металла слоем ингибитора, в свою очередь, зависит от температуры, концентрации ингибитора и времени контакта с металлом. Важную роль играет и характер металлического оборудования, прежде всего его химический состав.

В НОЦ «Промысловая химия» была исследована эффективность различных промышленных ингибиторов коррозии: СОНКОР-9510(К), НАПОР-КБ, «Хемикс-ИК», «Инвол-2А», «Инвол-2Б»,



*Рон Кларк*  
*Ron Clarke*

Наблюдается отчетливый тренд на усложнение операций, выполняемых с ГНКТ. Если относительно недавно это в абсолютном большинстве были промывки, освоение с азотом и обработки призабойной зоны пласта, то в настоящее время в авангард вышли такие сложные работы, как фрезерование, резка ГНКТ, перфорация гидropескоструйная и классическая, но на колтюбинге, ловильные работы, спуск подземного оборудования, геофизические исследования скважин.

There is a distinct trend in the complexity of operations performed with coiled tubing. While relatively recently this predominantly meant washes, development with nitrogen and bottomhole treatment, now such advanced works come to the forefront as milling, cutting of coiled tubing, sand-jet blasting and conventional perforation, fishing operations, downhole equipment delivery, and well logging.

process, as a result of which a complete metallurgical transformation of the CT occurs (change in the microstructure of the tube body, welds, oblique welds). This eliminates the effect of oblique welds, which caused additional wear, and the reliability of CT grows 2–4 fold. A large number of experiments were carried out, which showed that in the field conditions the service life of Blue Coil® is up to four times higher than that of standard coiled tubing.

**"The nature of corrosion processes and the inhibition of corrosion of CT"**

was presented by Associate Professor L. Davletshina and master student K. Ilkov from "Industrial Chemistry" facility of the Gubkin Russian State Oil and Gas University.

The use of acid corrosion inhibitors is a universal method to reduce the corrosion rate of downhole equipment. Corrosion inhibitors for sour environments include organic heteroatom

compounds whose activity is determined by the adsorption of the inhibitor molecule on the metal surface. The extent of coating of metal by the inhibitor layer, in turn, depends on the temperature, inhibitor concentration and contact time with the metal. An important role is played by the nature of metal equipment, primarily its chemical composition.

"Industrial Chemistry" facility studied the efficiency of various industrial corrosion inhibitors: SONKOR-9510 (K), NAPOR-KB, Chemix-IC, Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2-B, Katasol 28-3, SNPCH-6438A, NJ-100 in sour environments using a 15% hydrochloric acid solution. Inhibitors were added to the composition in the concentration recommended by manufacturers – 0.3%. Samples were held in the test solutions for 24 hours, the corrosion rate was determined by gravimetric method.

Tests revealed that the corrosion rate of CT steel A-606 in uninhibited 15% HCl is 21.4 times lower than that for St3kp steel (8.76 m<sup>2</sup>/h). However, despite the

ВНПП-2-В, «Катасол 28-3», СНПХ-6438А, NJ-100 в кислотных средах на основе раствора 15%-й соляной кислоты. Ингибиторы добавлялись в состав в рекомендуемой производителями концентрации – 0,3%. Образцы выдерживались в исследуемых растворах 24 ч, скорость коррозии определяли гравиметрическим методом.

Исследования показали, что скорость коррозии стали гибкой трубы А-606 в неингибированной 15%-й HCl в 21,4 раза меньше этого показателя для стали СтЗкп (8,76 м<sup>2</sup>/ч). Однако, несмотря на большую устойчивость к кислоте стали гибкой трубы, защитный эффект ингибиторов (52,1–74,9%) оказался хуже, чем для СтЗкп. Для составов с ингибиторами «Инвол-2А», «Инвол-2Б», ВНПП-2В, «Катасол-28-3» скорость коррозии оказалась выше предельно допустимой нормы 0,2 г/м<sup>2</sup>·ч.

Снижение концентрации ингибиторов до 0,1 и 0,05% позволило повысить защитный эффект для NJ-100 до 80,8%. Для образцов НАПОР-КБ, «Хемикс-ИК», «Инвол-2А», «Инвол-2Б» скорость коррозии росла со снижением концентрации. При пониженной концентрации ВНПП-2В скорость коррозии даже выросла в 1,88 раза, чем для 15%-й HCl без ингибитора.

Дальнейшие исследования были направлены на оценку скорости коррозии при 3 часах, характерных для проведения работ на скважине. В результате ингибиторы СНПХ-6438 (А) и NJ-100 показали защитный эффект 94,0–95,1%. Относительное изменение скорости коррозии различных ингибиторов через 3 и 24 часа может указывать на различную адсорбционную способность и, следовательно, различную химическую природу ингибиторов.

Российский нефтегазосервисный рынок с нетерпением ждет открытия нового производства гибкой трубы. Об этом многообещающем проекте рассказал Р.Р. Салдеев, директор по продажам, ООО «Энгельсспецтрубмаш», в докладе **«Требования, предъявляемые к кольтюбингу при современном состоянии рынка, и методы контроля качества выпускаемой продукции при организации нового производства»**.

Докладчик подробно остановился на том, как динамично развивается рынок услуг ГНКТ в России и странах СНГ. В последнее десятилетие не только непрерывно рос объем операций, но и увеличивался ежегодный прирост их количества, составивший в последний период 15–18% в год. Что касается географического распределения рынка ГНКТ, то 80% флотов действует в России, затем со значительным отставанием идут Казахстан, Туркменистан и Украина. Наблюдается отчетливый тренд на усложнение операций, выполняемых с ГНКТ. Если относительно недавно это в абсолютном большинстве были промывки, освоение с азотом и обработки призабойной зоны пласта, то в настоящее время в авангард вышли такие сложные работы, как фрезерование,

high resistance to acid of CT steel, the protective effect of inhibitors (52.1–74.9%) turned out to be lower than for СтЗкп. For compositions with inhibitors Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2B, Catasol-28-3, the corrosion rate was higher than the maximum allowable rate of 0.2 g/m<sup>2</sup> h.

Reducing the concentration of inhibitors to 0.1 and 0.05% allowed increasing the protective effect for NJ-100 up to 80.8%. For NAPOR-KB, Chemix-IC, Invol-2A, Invol-2B, the corrosion rate increased with decreasing concentration. At a lower concentration of VNPP-2B, the corrosion rate even increased 1.88-fold re that for 15% HCl without an inhibitor.

Further studies were aimed at assessing the rate of corrosion at 3 h, typical for wellworks. As a result, inhibitors SNPCH-6438(A) and NJ-100 demonstrated a protective effect of 94.0–95.1%. The relative change in the rate of corrosion of various inhibitors after 3 and 24 hours may indicate different adsorption capacity and, consequently, different chemical nature of the inhibitors.

Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин проппантом путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с проппантом способствует стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

Combining acid fracturing with securing developed fractures with proppant by consequent injection of acid composition and proppant mixture provides stimulation of low-permeability carbonate reservoirs.

The Russian oil and gas service market is looking forward to the opening of a new CT production. This promising project was at the core of the speech **“Requirements for coiled tubing under the current market conditions, and methods of quality control at the newly set-up production facility”** by R. Saldeev, Sales Director, Engelsspetstrubmash LLC.

The speaker dwelled in detail on the dynamically developing market of CT services in Russia and CIS

countries. In the last decade, not only has the volume of operations grown continuously, but the annual increase in their number has also grown, recently amounting to 15–18% per year. As for the geographic distribution of the coiled tubing market, 80% of fleets operate in Russia, with Kazakhstan, Turkmenistan and Ukraine lagging far behind. There is a distinct trend in the complexity of operations performed with coiled tubing. While relatively recently this predominantly meant washes, development with nitrogen and bottomhole treatment, now such advanced works come to the forefront as milling, cutting of coiled tubing, sand-jet blasting and conventional perforation, fishing operations, downhole equipment delivery, and well logging. All these changes contribute to the evolution of the requirements from coiled tubing users – CT buyers. The technological sophistication of operations logically leads to an increase in the

резка ГНКТ, перфорация гидропескоструйная и классическая, но на колтюбинге, ловильные работы, спуск подземного оборудования, геофизические исследования скважин. Все эти изменения способствуют эволюции требований пользователей колтюбинга – покупателей ГНКТ. Технологическое усложнение операций логично ведет к повышению требований к прочностным характеристикам трубы, когда во главу угла постепенно ставятся надежность и «предсказуемость» поведения ГНКТ, позволяющие планировать закупку необходимого количества труб на определенный период. Важными факторами являются также снижение непроизводительного времени на смену/перемотку ГНКТ или, что еще хуже, на ее извлечение из аварийной скважины.

Были выделены главные факторы, которые позволяют производителю достичь желаемого качества выпускаемой ГНКТ: качество используемого сырья (штрипса), строгое соблюдение технологии производства на всех этапах, тщательный контроль на каждой стадии, включая финальные мероприятия на сервисном участке, диалог с покупателем трубы, постоянная двусторонняя связь на протяжении всего срока использования ГНКТ.

Каждый производственный фактор был охарактеризован в отдельности. Было отмечено, что на всех этапах процесс контролируется с помощью современных компьютерных и диагностических технологий. С помощью пирометров и термокамер область сварки находится под постоянным наблюдением интеллектуальных систем управления, происходит регулировка нагрева индукционной сварки, а также отжига продольного шва и последующей нормализации тела трубы при прокате.

Очень важным является обеспечение качественной косой сварки штрипса. Здесь на помощь приходит система радиографического контроля за сварными швами. Цифровой комплекс радиографического контроля позволяет получить моментальный снимок 96x96 микрон, исключаются ограничения по чувствительности пленки и фосфорных пластин, соответственно, повышается скорость процесса. Дополнительно можно также использовать классические магнитопорошковые и капиллярные методы для обнаружения микротрещин и раковин.

Следующим шагом при контроле является ультразвуковой дефектоскоп высокого разрешения. Оснащенный фазированными антенными решетками и цифровой фокусировкой, он позволяет с высокой точностью выявлять дефекты материала и недостатки сварного шва.

Очень важным компонентом системы контроля является вихретоковый дефектоскоп. Он обеспечивает поточный контроль сваренной трубы, распознавание трещин, включений,

requirements for the strength characteristics of the tube, when the reliability and "predictability" of coiled tubing behavior gradually becoming paramount to allow for planning the purchase of the required amount of tube for a certain period. Important factors are also the reduction of downtime time for the replacement/rewind of coiled tubing or, worse, for its extraction from the emergency well.

The speaker identified the key factors, which allow the manufacturer to achieve the desired quality of the coiled tubing: the quality of the raw materials used (strips), strict adherence to the production technology at all stages, careful monitoring at each stage, including final events at the service site, dialogue with the buyer, constant two-way communication throughout the life of the coiled tubing.

Each production factor was characterized separately. It was noted that the process is controlled at all stages by modern computer and diagnostic technologies. Using the pyrometers and thermal cameras, the welding area is constantly monitored by intelligent control systems, the heating of induction welding is regulated, as well as the annealing of the longitudinal weld and subsequent normalization of the tube body during rolling.

It is very important to ensure high-quality oblique welding of the strip. Enter radiographic control

**Применение надувных многоразовых пакерных систем зарекомендовало себя как одно из перспективных решений по селективной стимуляции горизонтальных скважин с открытым (необсаженным) стволом.**

**Application of inflatable reusable 2-packer systems proved to be a step-ahead solution for selective stimulation of horizontal open-hole wells.**

system for welds. The digital radiographic control complex makes it possible to obtain a snapshot of 96x96 microns, the sensitivity limitations of the film and phosphor plates are eliminated, and hence, the speed of the process is increased. In addition, classical magnetic particle and capillary methods can also be used to detect micro-cracks and caverns.

The next step in monitoring is the high resolution ultrasonic flaw detector. Equipped with phased array antennas and digital focusing, it allows accurately detecting defects in material and faults of the weld.

An important component of the control system is the eddy current flaw detector. It provides in-line inspection of the welded pipe, revealing cracks, inclusions, caverns and impurities on the surface and in the body of the pipe. A separate sensor checks the longitudinal weld, the ring sensor checks the entire body of the tube. Due to the high accuracy of this device, the API 5ST requirements are twice as overshoot.

In the service area, the pipe segments detected by the instruments are checked manually using the classic methods of nondestructive testing, both with

раковин и непроваров на поверхности и в теле трубы. Отдельный датчик тестирует продольный шов, кольцевой сенсор тестирует все тело трубы. Благодаря высокой точности этого прибора требования стандарта API 5ST превышаются в два раза.

На сервисном участке выявленные автоматикой сегменты трубы проверяются в ручном режиме классическими методами неразрушающего контроля, как магнитопорошковым и капиллярным, так и высокоточным ультразвуковым дефектоскопом «Олимпус». Дополнительно производятся стандартные мероприятия по подготовке колтюбинга к отгрузке: приварка фитинга и его дефектоскопия, заполнение трубы водой с последующей опрессовкой, прокачка ингибитора коррозии и антифриза, отдувка с заполнением азотом и упаковка.

Комплексное применение описанных методов производства, контроля и проверки качества при производстве ГНКТ позволяет достичь поставленной цели – выпускать качественную и надежную трубу.

### ГРП НЕ СДАЕТ ПОЗИЦИЙ

Нынешняя конференция, как и несколько ей предшествовавших, вновь подтвердила высокую востребованность технологий ГРП в России.

Заместитель начальника ЦТР ООО «ТаграС-РемСервис» М.В. Фадеев озвучил доклад **«Использование совмещенной технологии «кислота – проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП»**.

Применение обработки призабойной зоны кислотными растворами или классического кислотного разрыва карбонатных коллекторов далеко не на всех объектах эффективно.

Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений.

Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин проппантом путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с проппантом способствует стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную работу скважины, на которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны.

Близость водоносных пластов ограничивает применение технологии. Минимизацией данного негативного фактора стало применение технологии ограничения высоты трещины, заключающейся в закачке на минифраке смешанной фракции проппанта, подаваемой на линейном геле. Эффект заключается в экранировании высокопроводимых каналов, связывающих объект ГРП с нижележащими водоносными пластами, увеличении радиуса

a magnetic powder and capillary protocols, and with a high-precision ultrasonic flaw detector "Olympus". In addition, there is routine for preparing the coiled tubing for shipping: attaching the fitting and checking for faults, filling the pipe with water followed by crimping, pumping through the corrosion inhibitor and antifreeze, blowing with nitrogen stripping and packing.

Comprehensive application of the described methods of production, control and quality assurance during the manufacture of coiled tubing allows achieving the primary goal – producing a high-quality and reliable tube.

### HYDRAULIC FRACTURING IS STILL STRONG

The 2017 Conference once again proved a high demand for hydraulic fracturing in Russia just like several previous conferences.

Maksim Fadeev, Deputy Head of CTR, TagraS-RemService LLC, made a report on **Utilization of acid-proppant technology in carbonate deposits during hydraulic fracturing**.

The application of bottomhole acid treatment or typical acid hydraulic fracturing is not always effective in carbonate reservoirs.

This is due to the local closing of fractures that were formed by acid due to low reservoir pressures.

Combining acid fracturing with securing developed fractures with proppant by consequent injection of acid composition and proppant mixture provides stimulation of low-permeability carbonate reservoirs with low pressures. This also provides profitable commissioning of wells where other stimulations proved to be inefficient.

The proximity of water-bearing formations is a constraint to the technology. Mitigation of this negative



Максим Фадеев  
Maksim Fadeev

factor is provided by the technology of restricting fracture length based on the minifrac injection of the mixed proppant fraction delivered by a linear gel. The stimulation effect is in isolation of high-permeability channels that connect fracturing target reservoir with underlying water-bearing reservoirs and enhancement of drainage area. In some cases there is a restricted

дренирования. Возникают случаи, когда имеются ограниченные расстояния до водоносных горизонтов сверху и снизу. При данных ограничениях возможно использование новой жидкости ГРП. Данная жидкость разрыва обладает песконесущей способностью в пять раз выше, чем обычные линейные гели.

Применение нестандартного опыта и вовлечение новых жидкостей разрыва и технологий позволяют удерживать добычу нефти после проведения ГРП на должном уровне.

Директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис» К.А. Каримов выступил с докладом **«Применение надувных многоразовых 2-пакерных систем для селективной стимуляции скважин (ГРП/КГРП/РИР/ОПЗ)»**, в котором дана подробная характеристика RITTS – многократно устанавливаемой системы пакеров для стимуляции. Определены области ее применения и особенности конструкции. Охарактеризованы основные компоненты системы RITTS и этапы ее использования. Докладчик представил подробную схему компоновки и прокомментировал результаты ее применения в конкретных условиях. Было отмечено, что применение надувных



*Камиль Каримов*  
*Kamil Karimov*

многоразовых пакерных систем зарекомендовало себя как одно из перспективных решений по селективной стимуляции горизонтальных скважин с открытым (необсаженным) стволом, даны рекомендации по применению RITTS, в том числе для проведения работ по кислотному гидроразрыву пласта для обеспечения селективной обработки и при повторных МСГРП в горизонтальных скважинах (необсаженные стволы), как кислотных, так и пропантных ГРП.

С докладом **«Успешный опыт проведения селективного повторного ГРП по технологии SpotFrac»** выступил Н.А. Руденко, инженер по реализации сервисных услуг ООО «ЕВС». Была отмечена актуальность проведения работ по повторному ГРП и определена их проблематика. Текущий фонд скважин, на которых проводился многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), требует особого подхода в случае повторного

distance to water-bearing reservoirs from above and below. In these cases new fracturing fluid can be used. The proppant-carrying capacity of this fluid is 5 times higher than conventional linear gels.

The application of unconventional experience and introduction of new fracturing fluids and technologies provide maintaining oil production at the required level.

Kamil Karimov, Business Development Director, Packer Service LLC, made a presentation on the **Application of inflatable reusable 2-packer systems for selective stimulation of wells (Hydraulic and acid fracs, cement squeeze, bottomhole treatments)** that provided a detailed characteristics of RITTS – reusable packer system for well stimulation. Field of application and peculiarities of this assembly were described as well as main components of RITTS system and stages of operation. The reporter provided a detailed scheme of the assembly and spoke about the results of the application under certain conditions. It was noted that application of inflatable reusable 2-packer systems proved to be a step-ahead solution for selective stimulation of horizontal open-hole wells. The reporter provided recommendations for the application of RITTS for both acid and proppant fracturing and selective treatment during re-fracturing in horizontal open-hole wells.

N.A. Rudenko, service engineer at EWS LLC, made a report on **Successful case studies for selective re-fracturing with SpotFrac technology**. He mentioned the importance of re-fracturing and defined the tasks. Current wells that were treated with multistage fracturing require special approach for re-fracturing since it is necessary to conduct selective treatment of the intervals where re-fracturing would be efficient. Considering the fact that multistage fracturing is carried out regularly, the need for re-stimulation of these wells is growing.

The report includes the SpotFrac system components, key features and procedures sequence for conducting re-fracturing. Different modifications of the SpotFrac tool were presented. Criteria for wells preparation were defined. The reporter provided a detailed description of the experience of SpotFrac operation in two wells, results of the application and modernization of the technology - design alterations of SpotFrac tool that enabled the company to apply this technology in Russia.

Anastasia Mangrova, Sales Manager for Coiled Tubing and Thru-tubing Services at Weatherford spoke about **ReelFrac Packer & ReelFrac Straddle selective stimulation technologies, WidePak selective isolation technology**.

ReelFrac Packer technology is a stimulation operation through tubing/coiled tubing annulus with coiled tubing in place during one tripping operation. The technology provides fracturing using ReelFrac Packer BHA without the need to pull coiled tubing out of hole.

The reporter presented procedures sequence, requirements and advantages of this technology.

ГРП, так как необходимо проводить селективную стимуляцию именно тех интервалов, на которых повторный ГРП будет эффективен. В связи с регулярным вводом в эксплуатацию скважин с МГРП возрастает необходимость проведения повторной интенсификации пласта на данном фонде скважин.

В докладе представлен состав системы SpotFrac, ее ключевые характеристики и алгоритм проведения работ по повторному ГРП. Представлены различные модификации инструмента SpotFrac. Определены критерии подготовки скважин. Докладчик подробно рассказал о конкретном опыте производства операций SpotFrac на двух скважинах, о результатах применения технологии и ее усовершенствовании – конструктивных изменениях инструмента SpotFrac, позволивших адаптировать его применение в России.

Менеджер по продажам услуг ГНКТ и ремонта скважин через НКТ компании Weatherford Анастасия Мангърова выступила с докладом **«Технологии для селективной стимуляции ReelFrac Packer & ReelFrac Straddle, технология селективной изоляции WidePak».**

Технология ReelFrac Packer – это стимуляция по малому затрубю с одновременным нахождением ГНКТ в скважине за одну спуско-подъемную операцию. Технология позволяет провести ГРП без последующего извлечения ГНКТ из скважины и с использованием КНК ReelFrac Packer.

Был приведен порядок работ и изложены требования для применения технологии и ее преимущества. Особую актуальность ReelFrac Packer придает растущий интерес к проведению повторных ГРП.

Следующая технология – ReelFrac Straddle – стимуляция через НКТ/ГНКТ. ReelFrac Straddle – это система сдвоенных пакеров, спускаемых на рабочей колонне НКТ/ГНКТ. Система выдерживает давление до 680 атмосфер. Был перечислен состав КНК и приведен порядок работ.

В последней части доклада была представлена технология селективной изоляции негерметичности WidePak. Это система пакеров, которая служит для временной или постоянной

Испытания показали эффективность работы компонентов КНК, подтверждаемую успешным тестированием установленной композитной мостовой пробки на максимальное рабочее давление 70 МПа, требуемое для успешного выполнения гидроразрыва пласта.

Pilot tests proved the efficiency of BHA components operation that was supported by successful pressure test of composite bridge plug at 70 MPa that is a required pressure for hydraulic fracturing.



*Николай Руденко  
Nikolay Rudenko*

Growing interest to re-fracturing makes ReelFrac Packer more important.

The next technology is a ReelFrac Straddle - well stimulation through tubing/coiled tubing. ReelFrac Straddle is a 2-packer system that is run in hole on tubing/coiled tubing. The system withstands pressure of up to 680 atmospheres. BHA components and procedures sequence were presented.

The last part of the report was dedicated to the technology of selective isolation of leakages -WidePak.



*Анастасия Мангърова  
Anastasia Mangrova*

This is a packer system for temporary and constant isolation of string leakages. This system isolates intermediate intervals still enabling production from underlying intervals as well as repair operation through the inner hole in packer system. WidePak is installed and pulled out of hole using special tool during one tripping operation.

Alexander Kazakov, Deputy Head, CT technologies development department, Bashneftegeophysics, JSC, spoke about **Coiled tubing application during multi-stage fracturing of horizontal wells.**

The number one priority of coiled tubing department at Bashneftegeofizika JSC group of companies is the introduction of sleeve-free multistage fracturing technologies.

изоляции негерметичности колонн. С ее помощью можно изолировать промежуточные интервалы, при этом сохраняется возможность добычи из нижележащих интервалов, а также ремонта через проходное внутреннее отверстие пакерной системы. WidePak устанавливается и извлекается с помощью специнструмента за одну СПО.

Заместитель руководителя департамента ГНКТ по развитию технологий АО «Башнефтегеофизика» А.В. Казаков рассказал о **применении ГНКТ при проведении многостадийных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.**

Приоритетным направлением департамента ГНКТ группы компаний АО «Башнефтегеофизика» является внедрение сервиса безмуфтовых



технологий МГРП.

Для реализации данной технологии было спроектировано и закуплено уникальное оборудование, не имеющее аналогов на российском нефтесервисном рынке, в числе которого можно выделить колтюбинговую установку с повышенной емкостью рабочего барабана (5300 метров гибкой трубы диаметром 50,8 мм или 6800 метров гибкой трубы диаметром 44,45 мм), насосную установку, спроектированную на заказ и представляющую собой полный комплекс для проведения гидropескоструйной перфорации (два цементажных насоса, замешивающая система и блендер малой производительности на одном шасси). Шестнадцать единиц техники, входящей в состав флота ГНКТ, позволяют выполнять работы любой сложности без привлечения субподрядных организаций.

На сегодняшний день были успешно выполнены работы с применением КНК, в состав которой входит гидropескоструйный перфоратор и пакер-отсекатель для изоляции нижележащих интервалов гидроразрыва пласта (технология ГРП по затрубному пространству). Максимальное количество стадий гидроразрыва пласта на скважину составило 23 шт. Также в активе департамента успешно выполненная комбинированная работа, ►

Несмотря на широкое применение технологии КГРП на месторождениях, в России сегодня не разработано ни одной методики лабораторного тестирования КГРП.

Despite wide application of acid fracturing technology in Russia, there is no methodology for laboratory testing of acid fracturing.

In order to implement this technology a unique equipment with no comparable counterparts in Russian oil service market was designed and purchased. This equipment includes coiled tubing unit with increased reel capacity (5300 meters of coiled tubing with 2 inch diameter or 6800 m of coiled tubing with 1.75 inch diameter), custom-built pump unit that is a complete equipment package for sand jet perforation (two cementing pumps, mixing system, low-capacity blender on one chassis). Sixteen units of equipment in one coiled tubing fleet enable the company to conduct any operation of any complexity with no need to engage subcontractors.

At present time, operations were successfully conducted using bottomhole assembly (BHA) including sand jet perforator and a shut-off packer for isolation of underlying fracturing intervals (annulus fracturing technology). The maximum number of fracturing stages was 23 stages in one well. Also, coiled tubing department successfully carried out one operation combining annulus fracturing and Plug&Perf technologies (hydraulically activated setting tool for installing composite bridge plugs together with CT-deployed sand jet perforator).

Apart from application of conventional western technologies, Bashneftegeofizika JSC in cooperation with the largest manufacturer of perforation charges in Russia conduct research on development of non-sleeve technology BNG WirePlug that is an analogue of Plug&Perf technology that proved its efficiency around the world. The main difference between these technologies is the method of BHA deployment to the operation depth – coiled tubing with logging cable is designed for this purpose. The important advantage is the application of consequently actuating tandem as a part of BHA that eliminates any time delays for activation of assembly sections and enables perforation engineer to activate components from the surface.

The second stage of development was modification of setting tool for composite bridge plugs installation feature in order to increase effectiveness of the technology by mitigation of time expenditures during milling in wells after multistage fracturing. The second pilot tests proved the efficiency of BHA components operation that was supported by successful pressure test of composite bridge plug at 70 MPa that is a required pressure for hydraulic fracturing. At present time coiled tubing department is ready for pilot testing of this technology in wells.

I.V. Yazynina, E.V. Shelyago, representatives of the I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, REC "Oilfield chemistry", presented **New possibilities of acid** ►

сочетающая применение технологии ГРП по затрубному пространству и технологию Plug&Perf (гидравлически активируемый посадочный инструмент для установки композитных мостовых пробок в связке с гидропескоструйным перфоратором, спускаемым на ГНКТ).

Помимо использования общедоступных западных технологий, компания АО «Башнефтегеофизика» совместно с крупнейшим производителем перфорационных зарядов в России работает над созданием безмуфтовой технологии BNG WirePlug – аналога зарекомендовавшей себя во всем мире технологии Plug&Perf. Существенным различием между технологиями является средство доставки КНК к месту проведения внутрискважинных операций, в качестве которого предполагается использование гибкой трубы с геофизическим кабелем. Немаловажным плюсом является использование тандема последовательного срабатывания в составе КНК, исключаящее какие-либо временные задержки между срабатыванием секций компоновки и позволившим активировать компоненты системы по команде взрывника с поверхности земли.

Вторым этапом разработки стала модификация посадочного инструмента под композитные мостовые пробки с целью повышения эффективности технологии путем минимизации временных затрат при фрезеровании многостадийных скважин. Повторные испытания показали эффективность работы компонентов КНК, подтверждаемую успешным тестированием установленной композитной мостовой пробки на максимальное рабочее давление 70 МПа, требуемое для успешного выполнения гидроразрыва пласта. На сегодняшний день департамент ГНКТ готов к проведению опытно-промышленных работ на скважине.

**Новые возможности моделирования кислотного воздействия** были раскрыты в докладе представителей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Е.В. Шеляго и И.В. Языниной. Было рассказано в том числе о возможностях кислотного гидроразрыва. Несмотря на широкое применение технологии КГРП на месторождениях, в России сегодня не разработано ни одной методики лабораторного тестирования КГРП. Обработки скважин нередко проводят вслепую, опираясь на опыт месторождений-аналогов. Фактическая эффективность КГРП часто не соответствует прогнозируемой.

С целью снижения расхода кислотных составов (КС) на обработку многочисленных скважин в лабораториях тестируют разные скорости нагнетания КС. При этом для разных типов пород-коллекторов предлагаются различные экспериментальные подходы.

Было прослежено изменение механических свойств терригенных пород при взаимодействии с кислотным составом, продемонстрирована

**treatment simulation.** They also spoke about acid fracturing possibilities. Despite wide application of acid fracturing technology in Russia, there is no methodology for laboratory testing of acid fracturing. Often, well treatments are conducted randomly, taking in consideration experience from similar fields. The real efficiency of acid fracturing does not correspond to the forecasted one.

Different injection rates of acid compositions were tested in laboratories in order to save costs for acid treatment in many wells. Different experimental approaches were specified for different types of reservoir rock.

The changes in mechanical properties of terrigenous rock during treatment with acid composition were observed. The reporters demonstrated simulation of destruction of terrigenous and pore-carbonate rock samples matrix.

New approach to acid treatment forecasting was presented. The reporters described a laboratory unit for analysis of acid fracturing that is unique in Russia and CIS countries.

A number of reports on the cutting-edge fracturing technologies were presented by Schlumberger specialists.

#### **Reducing Completion Costs with Channel Fracturing – Experience and the Way Forward –**

this was a name of presentation made by Alexey Udin. A fundamentally new concept of fracture conductivity generation forms the basis for the HiWAY channel fracturing technology development. Proppant is still used with new stimulation technique to keep fracture walls separated after treatment, but now it is placed heterogeneously. Proppant structures are created with surface equipment by pulsating proppant concentration. Further flow of proppant structures along the tubular and fracture is supported with degradable fibrous material which keeps the proppant structures consolidated and prevents settlement. After fracture closure on proppant structures, the voids between remain open for flow, and thus channels are formed along the fracture to deliver hydrocarbons during the production life of the well. Open channels increase fracture conductivity and effective fracture half-length.

Over 900 HiWAY operations have been pumped in

Russia within recent years. Production rates are comparable to conventional stimulation technique if not higher. The main advantage of the new method is in reduction of the required materials – proppant consumption cuts by up to 45% and fracturing fluids are cut by up to 25%.

The next step to optimize channel

**В основе кластерной технологии ГРП HiWAY лежит фундаментально новая концепция обеспечения проводимости трещины.**

**A fundamentally new concept of fracture conductivity generation forms the basis for the HiWAY channel fracturing technology development.**

визуализация разрушения скелета терригенных образцов и карбонатов порового типа.

Презентован новый подход к прогнозированию кислотного воздействия. Охарактеризована уникальная в РФ и странах СНГ установка для изучения КГРП.

Ряд докладов по новейшим технологиям ГРП был представлен специалистами компании «Шлюмберже».

**«Снижение стоимости ГРП с помощью кластерной технологии – опыт и перспективы»** – доклад с таким названием озвучил А.В. Юдин. В основе кластерной технологии ГРП NiWAY лежит фундаментально новая концепция обеспечения проводимости трещины. Проппант все еще используется в новом методе стимуляции для того, чтобы удерживать стенки трещины открытыми после гидроразрыва, но в данном случае он размещается неоднородно. Проппантные структуры создаются наземным оборудованием путем пульсирования концентрации проппанта. Дальнейший поток проппантных структур по НКТ и трещине поддерживается разрушаемым волоконным материалом, который консолидирует проппантные структуры и предотвращает их осаждение. После смыкания трещины пустоты между кластерами проппанта остаются открытыми для потока, и таким образом вдоль трещины формируются каналы для притока углеводородов в течение всего срока эксплуатации скважины, что увеличивает проводимость и эффективную полудлину трещины.

За последние годы в России проведено более 900 операций по ГРП с применением кластерной технологии NiWAY. Дебиты скважин не уступают стандартной технологии, а зачастую превосходят соседние скважины с традиционным гидроразрывом. Основным преимуществом кластерной технологии является сокращение материалов – проппанта до 45% и технологической воды – до 25%, соответственно, затраты на ГРП значительно снижаются.

Следующим шагом по оптимизации кластерной технологии на российском рынке компания «Шлюмберже» видит замену дорогостоящего керамического проппанта на более доступный кварцевый песок. Комбинация кластерной технологии с кварцевым песком получила название «технология Salik».

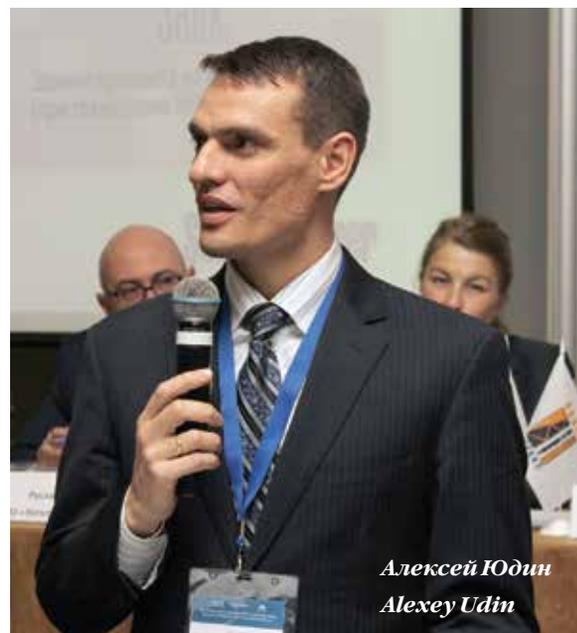
**Ускорение работ при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с применением технологии Premium Port** презентовала Ксения Стародубцева. Было рассказано об ускорении работ при ГРП без подъема ГНКТ из скважины. Premium Port – это полнопроходные компоновки, где открытие и закрытие портов производится при помощи ключа на ГНКТ. Данный тип заканчивания позволяет производить селективный ГРП и последующее исследование скважины. В случае

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

The ejector well cleanout system is designed for cleanout operations in horizontal wells and wells with abnormally low reservoir pressure and high fluid loss volume.

fracturing technique foreseen by Schlumberger is to replace expensive ceramic proppant with cheaper quartz sand. A combination of the channel fracturing with quartz sand was given a name of Salik technology.

**Work intensification during multi-stage hydraulic fracturing using Premium Port technology** was presented by Kseniya Starodubtseva. The reporter spoke about work intensification during multi-stage fracturing without pulling coiled tubing out of hole. Premium Port is a full bore assembly where opening and closing of ports is performed with a key tool deployed on CT. This type of completion



Алексей Юдин  
Alexey Udin

enables engineers to conduct selective fracturing and consequent well testing. If it is impossible to close the port or there is a leakage below the target port, the Jackal system can be used. This assembly provides the maximum production from the well during service life and accelerates the process of well commissioning. Premium Port + Jackal completion technology with no need to extract CT was described in detail (assembly components, well preparation and procedures sequence).

Premium Port + Jackal technology with no need to extract CT proved its efficiency (time saving due to well preparation, reduction of tripping operations number, six fracturing operation per day, maximum production from the well during the whole service life).

Eugene Pyatkov made a report on **Expanding**

невозможности закрыть порт или получения негерметичности ниже целевого порта возможно применение системы Jackal. Такая компоновка позволяет получать максимум от скважины на протяжении ее жизни, а также значительно ускорить процесс ввода скважины



*Ксения Стародубцева*  
*Kseniya Starodubtseva*

в эксплуатацию. Была подробно представлена технология заканчивания Premium Port + Jackal без подъема ГНКТ (состав компоновки, подготовка скважины, последовательность проведения работ). Технология Premium Port + Jackal без подъема ГНКТ доказала свою эффективность (ускорение за счет подготовки скважины, уменьшения СПО и промывок; шесть ГРП в течение суток; максимум от скважины на протяжении ее жизни).

**Об увеличении срока жизни добывающей скважины за счет применения комбинированной системы заканчивания с многостадийным ГРП FracFilter**

рассказал Евгений Пятков. Технология МГРП с использованием муфт, открываемых на ГНКТ, уже доказала свою эффективность, однако существуют проблемы, которые данная технология пока не может решить. В первую очередь это неравномерность отбора из зон с анизотропией проницаемости, неравномерный профиль депрессии, прорывы воды/газа, отсутствие контроля выноса песка и проппанта. Эти явления снижают срок эксплуатации скважины, а из-за выноса песка/проппанта возникает риск отказа оборудования. Данные проблемы могут быть редуцированы с помощью технологии МГРП FracFilter, при применении которой каждая зона ГРП имеет свой порт ГРП, а также фильтровую часть с устройством контроля притока. ГРП проводится по стандартной схеме через порт ГРП. После закрытия всех портов имеется возможность тем же самым ключом открыть устройство контроля притоков с разным сечением.

Данная технология включает в себя Premium Port. Фильтровая часть может включать в себя фильтр любого типа. Имеется широкий спектр

**the lifetime of a production well by means of FracFilter combined multi-stage frac completion system application.** Multi-stage fracturing technology with CT-opened sleeves has already proven its efficiency, but there are still problems that can't be solved by this technology. In the first place, these problems are: unbalanced inflow from intervals with permeability anisotropy, unbalanced pressure drawdown profile, water/gas breakthrough, no sand/proppant control. These problems reduce well lifetime while sand/proppant production leads to equipment failure. These problems can be mitigated by means of FracFilter multi-stage fracturing technology. This technology provides every fracturing interval with its own fracturing port and filter with inflow control tool. Hydraulic fracturing is carried out according to a standard procedure through fracturing port. After all ports are closed, it is possible to open inflow control tool with different cross-section areas using the same key tool.

The technology includes Premium Port. Filter part may include any type of filter. There is a wide range of nozzles for inflow control. Filter withstands fracturing pressure. Filter and fracturing port are activated using the same tool as for a conventional fracturing.

The additional advantages of FracFilter multi-stage fracturing technology are: the ability to conduct pressure test for a filter liner after it is run in hole, no need to use swelling packers, consequently, rig up time is reduced. Other features include sand control tools and preventing early water breakthrough in the upper part of the well. The technology expands the lifetime of the well and enhances oil recovery factor.

Denis Malkin, Department Head, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, REC "Oilfield chemistry" spoke about **Chemicals for hydraulic fracturing. Developments of the I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas.**

Если еще три года назад самым распространенным запросом было пять зон МГРП, то сегодня минимальный запрос – семь зон, поступают запросы на двадцать зон и более.

Three years earlier five-stages fracturing was the most common service. Now, minimum number of stages is seven. There are orders for twenty stages and more.

Research-educational center Oilfield Chemistry includes 4 laboratories certificated in TEKSERT - Voluntary Certification System for Fuel and Energy Complex (including 12 sectors):

- 1) Laboratory of process fluids for drilling and workover;
- 2) Laboratory of process fluids for oil production stimulation;
- 3) Experimental center of physical simulation of promising enhanced oil recovery methods;
- 4) Laboratory of oil and water oilfield processing.

сопел для контроля притока. Фильтр рассчитан на давление ГРП. Фильтр и порт ГРП активируются тем же инструментом, что и при стандартном ГРП.

Дополнительные плюсы технологии МГРП FracFilter в том, что существует возможность опрессовки фильтрового хвостовика после спуска, а также отпадает необходимость использования разбухающих пакеров, и тем самым снижается время установки оборудования. Имеется возможность контролировать пескопроявления, предупреждать раннее водопроявление в верхних участках скважины. Технология увеличивает срок жизни скважины и КИН.

Заведующий сектором НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Д.Н. Малкин рассказал о **химических реагентах для ГРП, разработанных в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.**

Научно-образовательный центр «Промысловая химия» (НОЦ «ПХ») включает в себя 4 лаборатории, сертифицированные в системе ТЭКСЭРТ (в том числе 12 секторов):

- 1) Лаборатория технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин;
- 2) Лаборатория технологических жидкостей для интенсификации добычи нефти;
- 3) Экспериментальный центр физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов;
- 4) Лаборатория промышленной подготовки нефти и воды.

В РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина разрабатываются: жидкости для ГРП на водной, водно-метанольной и углеводородной основах (технология кислотного ГРП (КГРП); технологии проппантного ГРП и кислотного ГРП (КГРП) с изоляцией водопритока; маловязкие жидкости ГРП на водной основе), жидкости для ГРП и КГРП на основе ВУПАВ, отечественные импортозамещающие реагенты (капсулированные деструкторы, энзимные деструкторы, отечественные гелеобразователи, трассеры для МГРП).

Докладчик подробно рассмотрел отдельные виды реагентов для ГРП, включая жидкости для ГРП на полисахаридной основе (гелеобразователи), в том числе с замедленной сшивкой; гранулированные боратные сшиватели; энзимные деструкторы для жидкости ГРП; жидкость для ГРП и КГРП с применением «Нефтенол ВУПАВ» и другие реагенты.

### **К КАЖДОЙ СКВАЖИНЕ – ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД**

Еще одна многообещающая технология, которую адаптирует для российского рынка СЗАО «Новинка», – **эжекторная очистка скважин**. Об опыте ее применения рассказал ведущий инженер-конструктор предприятия Р.Р. Сибгатуллин.

The following fluids are developed in Gubkin RSU of Oil and Gas: water-, water-methanol-, hydrocarbon-based fracturing fluids (acid fracturing, proppant and acid fracturing with water breakthrough isolation, low-viscosity water-based fracturing fluids), fracturing and acid fracturing fluids based on viscoelastic surfactants, domestic import-substituting chemicals (encapsulated breakers, enzyme breakers, domestic gelling agents, tracer for multi-stage fracturing).

The reporter provided a detailed description of certain types of polysaccharide-based chemicals for hydraulic fracturing (gelling agents) including fluids with delayed crosslink, granulated borax cross-linkers, enzyme breakers for fracturing fluid, fluid for fracturing and acid fracturing using viscoelastic surfactant Neftenol and other chemicals.

### **A UNIQUE APPROACH TO EACH WELL**

One more promising technology that is adapted to the Russian market by Novinka CJSC is the **ejector well cleanout**. Roman Sibgatulin, Lead Design Engineer, made a presentation on the application experience of this technology.

The ejector well cleanout system developed by Novinka CJSC is designed for cleanout operations in horizontal wells and wells with abnormally low reservoir pressure and high fluid loss volume. This method of cleanout is used in wells where cleanout with conventional circulation is not efficient or simply impossible. This method is based on ejection effect created by high-rate flow (jet pump). Double (concentric) coiled tubing is used for the circulation. The fluid is injected down the small-diameter coiled tubing while the ejected flow is lifted up through the large-diameter coiled tubing. Double coiled tubing is installed on a reel with a special swivel. Bottomhole assembly includes jet nozzles for deposits jetting and providing suspension of solid phase for the following suction in ejector.

Ejector cleanout system provides continuous well cleanout along the whole wellbore down to bottomhole. The fluid rate to the surface is 1.8 m/s. This provides removal of solid phase with 1800 kg/m<sup>3</sup> density and particles diameter of up to 3 mm.

Advantages:

- low fluid rates;
- continuous removal of cuttings (no need for several tripping operations);
- no pressure impact on the reservoir (isolated circulation system);
- the ability to create a reservoir drawdown pressure.

The reporter provided parameters of bottomhole assembly for ejector cleanout system and a process scheme of the operation. The main part of the report was dedicated to the promising results of the pilot testing in four wells. Conducted bottomhole cleanout operations using concentric coiled tubing were considered successful. This technology is recommended for the following application.

**Expandable string pads technology for lowering the cost of well repair operations** was presented by Nikita Vikulin, Schlumberger. Multi-stage

Разработанная СЗАО «Новинка» система эжекторной очистки предназначена для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости. Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда проведение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Он основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции использует двойную (концентричную) гибкую трубу, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Двойная ГНКТ смотана на барабан, имеющий специальный вертлюг. Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе.

Система эжекторной очистки позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости к устью составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем твердой фазы плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup> с размерами частиц до 3 мм.

Преимущества:

- небольшие значения расходов рабочей жидкости;
- непрерывный вынос шлама со скважины (не требуется множественных СПО);
- не оказывает воздействие давлением на пласт (замкнутая система циркуляции);
- может создавать депрессию на пласт.

Были даны параметры внутрискважинной компоновки для ЭОС, приведена технологическая схема проведения работ. Основная часть доклада была посвящена обнадеживающим результатам выполнения ОРП на четырех скважинах. Проведенные работы по промывке забоя с применением концентрических ГНКТ признаны успешными, и технология рекомендована для дальнейшего применения.

**Технология расширяемых колонных заплаток для снижения затрат на ремонт скважин**

была представлена Никитой Викулиным («Шломберже»). МГРП стал массовой технологией. Если еще три года назад самым распространенным запросом было пять зон МГРП, то сегодня минимальный запрос – семь зон, поступают запросы на двадцать зон и более. Но в процессе эксплуатации скважин после ГРП могут возникать осложнения, традиционные методы решения которых не дают желаемого эффекта. Кроме того, существует большое количество скважин, где использованы муфты без возможности проведения повторного ГРП. В докладе была представлена технология колонных заплаток, способная решать подобные проблемы, а также служить новой технологией для ремонта скважин.

fracturing has become a widely-spread technology. Three years earlier five-stages fracturing was the most common service. Now, minimum number of stages is seven. There are orders for twenty stages and more. However, some complications can occur during oil production after fracturing. Conventional methods can't handle these complications. Moreover, there is a



*Роман Сибгатуллин  
Roman Sigbatullin*

great number of wells where re-fracturing is impossible due to the application of sleeves. The report describes the technology of string pads that can solve these problems and become new technology for wells repair.

String pad is a thin-walled string with 3–4 mm wall thickness that can be installed in the target depth both on tubing and coiled tubing.

Expandable steel string pad Saltel can expand by means of inflatable packer and take a shape of the surface on which it is installed. The uniqueness of the pad is its applicability to casing strings of different shapes and fracturing sleeves.

These technologies can be used in the following cases: fracturing sleeves isolation, perforation, multi-stage cementing, leakage isolation in casing string in case of unsuccessful cementing. It also can be applied in open-hole wells during drilling complications.

The report included the comparison of previous technology of installing a pad with the expander and new technology with inflatable packer used for pad



*Никита Викулин  
Nikita Vikulin*

Колонная заплатка представляет собой тонкостенную трубу толщиной 3–4 мм, которую можно установить в необходимый участок скважины как на колтюбинге, так и на НКТ.

Расширяемая стальная заплатка Saltel способна расширяться при помощи раздуваемого пакера и принимать форму поверхности, на которую она установлена. Ее уникальность в том, что она применима к обсадным колоннам различной формы, а также к муфтам ГРП.

Такие технологии могут использоваться в различных случаях: как изоляция муфт ГРП, перфораций, многоступенчатого цементирования, изоляции негерметичности в обсадных колоннах в случае неудачного цементирования; могут быть использованы в открытом стволе в случаях осложнений при бурении.

Было приведено сравнение старой технологии установки заплатки развальцовкой и новой технологии установки заплатки многообразным раздуваемым пакером. Приведены конкретные примеры успешных работ.

Ксения Стародубцева («Шлюмберже») выступила с докладом **«Опыт стимуляции многоствольных горизонтальных скважин с применением системы захода в боковые стволы на ГНКТ в карбонатном коллекторе»**, в котором рассказала об успешном опыте применения системы Discovery MLT для стимуляции многозабойных горизонтальных скважин.

Работы велись на Степноозерском месторождении в Татарстане, которое разрабатывается с 1999 года. Один из основных объектов разработки – башкирский ярус, представленный преимущественно известняками. Проект по бурению многозабойных горизонтальных скважин, заканчиваемых открытым стволом, был признан наиболее перспективным вариантом развития с точки зрения технической реализации и экономической эффективности в условиях низких цен на нефть.

В 2016 году компанией «Шлюмберже» был предложен комплекс решений для стимуляции многозабойных скважин, который позволяет выполнить заход в боковые стволы и произвести стимуляцию каждого ствола за один спуск. Для обеспечения индивидуального захода в каждый ствол для захода в боковые стволы было предложено применять систему Discovery MLT, позволяющую выполнить заход и стимуляцию каждого ствола за один спуск. Принцип работы системы – проводится цикл подъемов активированного инструмента, и по перепаду давления можно судить о том, на каком угле поворота находится заход в боковой ствол. Далее ствол подтверждается отбивкой текущего забоя. Система состоит из забойного инструмента, программного обеспечения и инженерно-технического сопровождения. ▶

installation. Examples of successful operations were also presented.

Kseniya Starodubtseva, Schlumberger, made a report on **Stimulation experience in multilateral horizontal wells with application of CT laterals entering system in carbonate reservoir**, in which she spoke about the successful application of Discovery MLT system for stimulation of multilateral horizontal wells.

The operations were carried out in Tatarstan at Stapnoozerskoye field that is under development since 1999. One of the main development targets is a Bashkir stage that is represented mostly by limestones. Program for drilling multilateral horizontal open-hole wells was proved the most efficient considering its technical implementation and economical feasibility under conditions of low oil prices.

In 2016 Schlumberger proposed solutions for stimulation of multilateral wells that provide entering lateral wellbores and conducting stimulation of each wellbore during one tripping operation. Discovery MLT system was proposed in order to provide individual entering into each wellbore. The system provides entering lateral wellbores and conducting stimulation of each wellbore during one tripping operation. Operation principle is in carrying out a cycle of pulls of the activated tool. Change in pressure demonstrates the angle at which a lateral wellbore is constructed. Next, hold-up depth check is performed. The system includes downhole tool, software and engineering support tools.

Advantages of Discovery MLT: selective access to lateral wellbores is cost-efficient as compared to conventional technologies. Entering the lateral wellbore is verified with no need to reach a bottomhole. Several wellbores can be treated during one tripping of coiled tubing.

Технология Open Path Sequence используется в качестве потокоотклонения для проведения кислотного ГРП в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также для проведения проппантного МГРП в цементируемых хвостовиках.

Open Path Sequence technology is used as a flow diversion for acid fracturing in vertical and horizontal wells, as well as for proppant in multistage hydraulic fracturing in cemented liners. ▶

Acid-proof nozzle can be used in the majority of operations providing cost-efficient treatments in lateral wellbores of the first and the second level (open-hole laterals). That was impossible using conventional methods.

Discovery MLT system sends out a signal to the surface by means of a hydraulic pulse when nozzle enters the required lateral wellbore. The ability to adjust the position of the nozzle and a positive real-time signal about entering the lateral wellbore reduce operation time and provide entering the lateral ▶

Преимущества Discovery MLT: избирательный доступ в боковые стволы, он экономичнее существующих технологий; подтверждает заход без полного спуска на забой; возможна обработка нескольких стволов за один спуск ГНКТ.

Кислотостойкое исполнение насадки позволяет использовать ее для большинства видов операций и дает возможность проведения менее затратных обработок в боковых стволах первого и второго уровня (необсаженные боковые стволы), что было невозможно ранее при использовании стандартных методов пространственного ориентирования.

Система Discovery MLT посылает сигнал на поверхность при помощи гидравлического импульса при положительном входе насадки в необходимое ответвление. Возможность изменения пространственного положения насадки и наличие отклика о положительном входе в режиме реального времени сокращают время операции и дают возможность осуществления входа за один спуск. Для подтверждения входа в необходимое боковое ответвление необходим один спуск до искусственного забоя основного ствола. Несмотря на то что управление и мониторинг за системой Discovery MLT основывается исключительно на давлении и расходе жидкости, внутри ГНКТ может быть установлен геофизический кабель для проведения работ ГИС. Расположенный в верхней части насадки системы Discovery MLT ориентационный механизм вращает нижнюю часть насадки для обеспечения ее входа в необходимое боковое ответвление многозабойной скважины. CoilCADE\*, программное обеспечение (ПО), используемое для проектирования и анализа выполненных работ, также оценивает возможность использования системы. Во время работы установки ГНКТ все данные отслеживаются и записываются в режиме реального времени.

Докладчик подробно охарактеризовала кислотные системы «Шлюмберге», с помощью которых после захода в боковые стволы производилась кислотная ОПЗ каждого ствола согласно определенной схеме. После кислотной обработки выполнялось освоение азотом с ГНКТ для удаления продуктов реакций и ускорения процесса вывода скважины на режим. По результатам выполненных работ система Discovery MLT показала свою высокую эффективность.

**О первом применении кислотной стимуляции с отклонителем мультимодальными частицами на морском месторождении Каспия** рассказал Михаил Лобов («Шлюмберге»).

В 2016 году был получен первый опыт в России применения технологии отклонения с мультимодальными гранулами при проведении матричной обработки карбонатного коллектора водопоглощающей скважины на морском месторождении в Северном Каспии.

Целью работ было восстановление



*Сергей Симаков*  
*Sergei Simakov*

wellbore during one tripping operation. One run in hole in the main wellbore to the plug back total depth is required for verification of entering the lateral wellbore. Despite the fact that control and monitoring of Discovery MLT system is based only on the information about pressure and fluid rate, a logging cable can be installed inside the coiled tubing for logging operation. The orientation mechanism in the upper part of the nozzle rotates the lower part of the nozzle in order to provide entering the required lateral wellbore of the multilateral system. Software CoilCADE\* used for design and analysis of the performed operations also evaluates Discovery MLT applicability. During the operation all data is registered in a real-time mode.

The reporter provided a detailed description of Schlumberger acid systems that were used after entering the lateral wellbore for acid treatment of each wellbore according to a special scheme. Coiled tubing inflow stimulation with nitrogen was carried out after acid treatment for removal of reaction products and acceleration of the process of well operation mode stabilization. According to the results of performed operations, Discovery MLT system proved its high efficiency.

**First Implementation of Diversion Stimulation Service with Multimodal Particles in Caspian Offshore Oilfield** was presented by Michael Lobov, Schlumberger.

In 2016, the first application in Russia of a diversion technology with multimodal granules was performed during matrix treatment of a carbonate reservoir in a water-absorbing well in an offshore field in the northern Caspian Sea.

The main objectives were the recovery of water-absorbing well injectivity while simultaneously straightening the profile by a temporary isolation of high-absorbing intervals. To achieve the objectives, two operations needed to be performed: large-volume bottomhole acidizing of J3V Volgian regional stage and acid spotting in the interval of the Neocomian superstage (NC).

Viscoelastic self-diverting acids became widely used in vertical, directional, and horizontal wells with a borehole length less than 100 m. However, in modern horizontal wells that open up hundreds of meters of formations with various filtration-volumetric properties and fracture

приемистости водонагнетательных скважин при одновременном выравнивании профиля посредством временной изоляции высокопоглощающих интервалов. Задачи, которые предстояло решить для достижения поставленных целей, разделились на два направления: проведение большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны (БОПЗ) пласта волжского региона рурса J3V и установка кислотной ванны в интервале пласта неоконского надъяруса (NC).

Использование вязкоупругих самоотклоняющих кислот нашло широкое применение на вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах с длиной ствола в пределах 100 м. Однако в современных горизонтальных скважинах, вскрывающих сотни метров пласта с разными фильтрационно-емкостными свойствами, зонами трещиноватости, отклоняющие способности вязких систем требуют усиления. Поэтому было предложено использовать технологию на основе блокирующих пачек с мультимодальными частицами (технологию Open Path Sequence).

Пачка, временно кольматирующая зоны трещиноватости и/или зоны выраженного поглощения жидкости при проведении ОПЗ, представляет собой состав из специальных гранул терморазлагаемого полимера и терморазлагаемых волокон. При попадании в высокопроницаемую зону частицы разного диаметра резко уменьшают проницаемость зоны и оказывают блокирующий эффект. Добавление волокон стабилизирует пачку и снижает утечки технологической жидкости по трещине или фильтру до минимума.

Технология Open Path Sequence используется в качестве потокоотклонения для проведения кислотного ГРП в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также для проведения проппантного МГРП в цементируемых хвостовиках. При воздействии забойной температуры пачка саморазлагается, не оставляя загрязнений после проведения обработки.

**Новые разработки (внутрискважинный инструмент) ООО «НПП «РостЭКтехнологии»** представил Ю.Н. Штахов, начальник отдела разработки внутрискважинного инструмента. В докладе был дан краткий обзор геофизических соединителей для ГНКТ с кабелем и обзор вспомогательного инструмента. Докладчик подробно остановился на конструкции и рекомендациях по применению переводника-соединителя цангового типа ПСК-55 и насадки реверсивной двойного действия, предназначенной для подъема проппантовых пачек из горизонтальных участков скважины.

В докладе **«Разработки РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в области кислотных обработок»** заведующий лабораторией РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», В.А. Цыганков дал обзор

zones, the diverting capacities of viscous systems must be strengthened. Thus, it was proposed to use a technology based on a diversion pill with multimodal particles (Open Path Sequence technology).

The pill, which temporarily fills fracture zones and/or zones of strong fluid loss during the treatment, is a composition of special granules from thermodegradable polymer and thermodegradable fibers. When penetrating into a highly permeable zone, particles of different diameters markedly reduce the zone permeability and have a blocking effect. The addition of fibers stabilizes the pill and minimizes the leakage of treating fluid through a fracture or filter.

This technology is used as a flow diversion for acid fracturing in vertical and horizontal wells, as well as for proppant in multistage hydraulic fracturing in cemented liners. Exposed to bottomhole temperature, the pill self-destructs without leaving contaminants after treatment.

**New developments (well intervention tools) of NPP RosTEKtechnologies, LLC** was presented by Yuri Shtakhov, Head of Well Intervention Tools Engineering Department. The report started with a brief review of logging joints for coiled tubing with cable and a review of additional tools. The reported specified design and recommendations for application of a collet joint sub PSK-55 and a reverse double-acting nozzle for lifting proppant pills from the horizontal wellbore.

The report **Developments of the I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas in the field of acid treatments** was presented by Vadim Tsygankov, Head of Laboratory, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, REC "Oilfield chemistry". The report included the review of technologies for oil production enhancement and chemical compositions used for different types of reservoir rock. The main problems during acid treatments were pointed out: high interfacial tension of inorganic acids when exposed to hydrocarbon phase, poor rock wettability, high rate of

Кульминацией конференции явилось торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной ICoTA-Россия.

The conference culminated with a solemn prize-giving ceremony of Intervention Technology Award that was launched by ICoTA-Russia.

acid-rock reaction, high rate of acid leakages including leakages into water-bearing intervals. Solutions of the above mentioned problems using chemical compositions were stated.

The reporter described the action mechanism and experience of application of chemical compositions developed in the university: compositions Khimeko-Classic, stimulation composition PAV-SKS and its modifications, stimulation composition Khimeko-2TK, acid diverter based on hydrocarbon gel prepared using gelling self-diverting composition Khimeko-N based on Khimeko-Classic and viscosifying agent US-9, acid diverter based on Neftenol VES agent and other agents.

The reporter also described the technology of acid

технологий для интенсификации добычи нефти и химических составов, применяемых для различных типов коллекторов. Выделены основные проблемы, возникающие при кислотных обработках, такие как высокое межфазное натяжение минеральных кислот на границе с углеводородной фазой и плохая



*Юрий Штажов*  
*Yuri Shtakbov*

смачиваемость породы, высокая скорость реакции кислоты с породой, высокая скорость утечек кислоты, в том числе в водонасыщенные пропластки. Указаны пути их решения с помощью химических составов.

Описан механизм действия и опыт применения химических составов, разработанных в университете: композиции «Химеко-Классик», интенсифицирующего состава «ПАВ-СКС» и его модификаций, интенсифицирующего состава «Химеко-2ТК», отклонителя кислоты на основе углеводородного геля, приготовленного с помощью комплекса гелирующего «Химеко-Н», самоотклоняющегося состава на основе «Химеко-Классик» и загустителя «УС-9», отклонителя кислоты на основе реагента «Нефтенол ВУПАВ» и других реагентов.

Описана технология кислотных обработок и практический опыт ее применения на конкретных скважинах.

## О ФИНАНСАХ

Риски при приобретении и эксплуатации дорогостоящего высокотехнологичного оборудования значительно снижаются при использовании эффективных финансовых инструментов, таких как лизинг и страхование. О возможностях этих инструментов присутствующих проинформировали вице-президент по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса ПАО САК «Энергогарант» Р.Я. Игиллов в докладе **«Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора»** и руководитель проекта по работе с нефтегазовым комплексом ООО «Техностройлизинг» Э.Я. Игиллов в докладе **«Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе»**.

treatments and field experience of the application of this technology in wells.

## ABOUT FINANCE

Effective financial instruments such as leasing and insurance mitigate risks of acquisition and operation of costly high-tech equipment. The possibilities of these instruments were described by Ruslan Igilov, Vice-President for Fuel and Energy Complex Enterprises Interaction, SAK Energogarrant PJSC, in his report **Package Insurance for Oil and Gas Companies** and E. Y. Igilov, Head of Fuel and Energy Complex interaction, Technostroyleasing LLC, in his report **Investment projects in Oil and Gas sector**.

## COILED TUBING TIMES – TIME FOR CELEBRATION

The conference culminated with a solemn prize-giving ceremony of Intervention Technology Award that was launched by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). Winners were selected in five nominations. You can find winner companies on pages 36–38 of this issue.

An honorary diploma of ICoTA-Russia was awarded to FIDMASH. The company was awarded for the consistent and significant contribution to the development of



*Руслан Игиллов*  
*Ruslan Igilov*

coiled tubing technologies in Russia.

Traditionally, ICoTA conducted admission to the membership of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). New members of ICoTA-Russia received their membership certificates.

Also, the best reporters of the conference and the best authors of Coiled Tubing Times in 2017 were awarded with diplomas.

Abstracts of the main reports will be published in № 63 (1, 2018).

We would be glad to see our readers at the 19<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference!

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

## ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА – ВРЕМЯ ТОРЖЕСТВА

Кульминацией конференции явилось торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСоТА-Россия). Награждение проводилось в пяти номинациях. С компаниями-победительницами 2017 года вы можете познакомиться на с. 36–38 этого выпуска журнала.

Почетный диплом ИСоТА-Россия был вручен СЗАО «ФИДМАШ». Предприятие награждено за последовательный и существенный вклад в развитие колтюбинговых технологий в России.

Традиционно состоялся прием в члены Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСоТА-Россия). Новым членам были вручены свидетельства, подтверждающие членство.

Торжественная часть включала также награждение дипломами лучших докладчиков конференции и лучших авторов журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» 2017 года.

Тезисы основных докладов конференции будут опубликованы в № 63 (№1, 2018)

До встречи на 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»!

**Аналитическая группа журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»**



# Intervention Technology Award – 2017

В рамках 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялось подведение итогов и торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award.

Премия была учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и является российской версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

В этом году награждение российской специальной премией Intervention Technology Award проводилось четвертый раз в ее истории.

В течение года российское отделение ICoTA с помощью научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» проводило анкетирование читателей и пользователей сайта – специалистов нефтегазового сервиса. По результатам опроса были составлены шорт-листы в каждой номинации. Авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, члены ученого совета НП ЦРКТ и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определило победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям, среди которых основным было успешное использование высоких технологий.

Первоначально было объявлено о семи номинациях премии. Однако неактивное голосование по нескольким номинациям, фактически проявившее отсутствие интереса аудитории к ним, привело жюри к необходимости сокращения числа номинаций до пяти. Также были уточнены формулировки номинаций. При этом в двух номинациях было определено сразу несколько победителей. В номинации «Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» победители определялись впервые в истории премии.

В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания**»



This year, in the framework of the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference the winners of the Intervention Technology Award were chosen and the corresponding awards were presented to the selected companies.

The Award was established in 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). It is the Russian version of the award that is presented annually by the US Chapter of ICoTA at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition (Texas, USA).

This year it was the fourth time when the Intervention Technology Award was presented.

During the whole year of 2017, the Russian Chapter of ICoTA with the help of Coiled Tubing Times Journal has been conducting a survey among the readers of the Journal and users of ctimes.org website, the major part of which are oil and gas professionals. Based on the results of the survey, a number of companies were shortlisted in each of the Award categories. Special jury comprising the members of ICoTA Board of Directors (Russian Chapter), the members of the Scientific Council of NP CTTDC, and the members of the Coiled Tubing Times Editorial Board chose the winners according to specific (for each category) qualitative and quantitative criteria. The main focus was made on the successful application of advanced technologies.

The winners of the Intervention Technology Award were previously chosen in seven different categories. However low activity of voting for several categories, which in fact showed the absence of interest of the audience towards them, made the jury to cut the amount of categories down to five (5). Titles of the categories have been adjusted as well. The peculiarity of this year ceremony was the fact that more than one winner was chosen for two categories. It was the first time when a

# Intervention Technology Award – 2017



## в использовании колтюбинговых технологий в России» вошли:

- ООО «Пакер Сервис»;
- ООО «Урал-Дизайн-ПНП»;
- ООО «ФракДжет-Волга»;
- ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятие «АктюбинскРемСервис».

По итогам голосования жюри победила компания «**ООО «Пакер Сервис»**».

## В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России**» вошли:

- ООО «ЛенинбургРемСервис»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- РУП «ПО «Белоруснефть».

По итогам голосования жюри победила компания **РУП «ПО «Белоруснефть»**.

## В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания по**



new category “Best company-manufacturer of materials and chemical agents for high-tech oilfield service in Russia” was introduced and the winners were chosen.

The following companies were shortlisted in the category “**Best independent service company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia**”:

- Packer Service, LLC
- Ural-Design-PNP, LLC
- FracJet-Volga, LLC
- TagraS-RemService, LLC; AktyubinskRemService Enterprise

According to the results of jury voting, **Packer Service, LLC** was pronounced the winner.

The following companies were shortlisted in the category “**Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia**”:

- LeninogorskRemService, LLC
- Packer Service, LLC
- RUP PO Belorusneft

According to the results of jury voting, **RUP PO Belorusneft** was pronounced the winner.

The following companies were shortlisted in the category “**Best innovating independent service company in Russia**”:

- Packer Service, LLC
- “CoiledTubing Service”, LLC
- EWS

According to the results of jury voting, “**CoiledTubing Service**”, **LLC and EWS** were pronounced the winners.

The following companies were shortlisted in the category “**Best company-manufacturer of high-tech oilfield service equipment in Russia**”:

- NPP RosTEKtechnologii, LLC
- NPF Packer
- NTC ZERS
- Novokramatorsky machine factory

According to the results of jury voting, **Novokramatorsky machine factory** was pronounced the winner.

The following companies were shortlisted in the category “**Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service in Russia**”:

- Himeko-GANG
- Mirriko
- Borovichi Refractories Plant

# Intervention Technology Award – 2017

**продвижению инноваций в России»**

вошли:

- ООО «Пакер Сервис»;
- ООО «Койлтюбинг-Сервис»;
- EWS.

По итогам голосования жюри победили компании **ООО «Койлтюбинг-Сервис»** и **EWS**.

В шорт-лист номинации **«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России»** вошли:

- ООО «НПП «РостЭкТехнологии»;
- НПФ «Пакер»;
- НТЦ «ЗЭРС»;
- Новокраматорский машиностроительный завод (НКМЗ).

По итогам голосования жюри победила компания **«Новокраматорский машиностроительный завод» (НКМЗ)**.

В шорт-лист номинации **«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России»** вошли:

- АО «Химеко-ГАНГ»;
- ГК «Миррико»;
- АО «Боровичский комбинат огнеупоров»;
- ООО «ГеоСплит»;
- ООО «ТД «ЭКОНО-ТЕХ».

По итогам голосования жюри победили компании **АО «Химеко-ГАНГ»** и **АО «Боровичский комбинат огнеупоров»**.

Награждение специальной премией Intervention Technology Award проводится ежегодно в рамках Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Внимание! Начинается голосование, которое определит победителей Intervention Technology Award – 2018.

Победители будут определяться в пяти номинациях – аналогично Intervention Technology Award – 2017.

Новый модуль для голосования – в этом и последующих выпусках журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Приглашаем наших читателей принять активное участие в определении номинантов Intervention Technology Award – 2018! ☉



- GeoSplit, LLC
- TD «EKOНО-TECH, LLC

According to the results of jury voting, **Himeko-GANG** and **Borovich Refractories Plant** were pronounced the winners.

The Intervention Technology Award is presented annually in the framework of the International Scientific and Practical Coiled

Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Important! The voting which will determine the winners of the Intervention Technology Award – 2018 is now starting.

The winners will be chosen in five different categories similarly to Intervention Technology Award – 2017.

New voting module can be found in the present and following issues of Coiled Tubing Times.

We invite our readers to actively take part in the process of selection of the Intervention Technology Award – 2018 nominees! ☉

ICoTA  
РОССИЯ

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



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 – 2018**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» \_\_\_\_\_

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: [cttimes@cttimes.org](mailto: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 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2018 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](http://www.icota-russia.ru)

Пыжевский переулок, 5,  
строение 1, офис 224  
Москва 119017,  
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97  
(доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA  
РОССИЯ

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2018**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

Best independent service company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best independent service innovating company in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best company-manufacturer of high-tech oilfield service equipment in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to [cttimes@cttimes.org](mailto: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 19<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2018.

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](http://www.icota-russia.ru)

5/1 Pyzhevsky lane,  
Suite 224

119017 Moscow, Russian  
Federation

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

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

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

# СЗАО «ФИДМАШ» награждено почетным дипломом ICoTA-Россия

## FIDMASH Company Has Been Awarded with Honorary Diploma of ICoTA-Russia

За последовательный и существенный вклад в развитие колтюбинговых технологий в России российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) наградило почетным дипломом СЗАО «ФИДМАШ» (г. Минск) – предприятие, за время своего существования осуществившее разработку, производство, поставку и поддержку в эксплуатации более 130 колтюбинговых установок на российском рынке высокотехнологичного нефтегазового сервиса. ©

For consistent and substantial contribution to development of coiled tubing technologies in Russia the Russian chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) awarded FIDMASH (Minsk) with Honorary Diploma. FIDMASH is a company that has already developed, manufactured and sold more than 130 coiled tubing units on the Russian high-tech oilfield service market. It keeps providing maintenance and selling new equipment. ©



**На снимке: председатель ICoTA-Россия К.В. Бурдин вручает почетный диплом заместителю генерального директора по техническим вопросам СЗАО «ФИДМАШ» А.В. Линевичу**

**On the photo: K. Burdin, Chairman of ICoTA-Russia awards Honorary Diploma to A. Linevich, Deputy General Director on Technical Issues, FIDMASH**

# ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОАБРАЗИВНОГО ЗОНДОВОГО ПЕРФОРАТОРА В ИННОВАЦИОННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ

## JUSTIFICATION OF APPLICATION OF HYDROABRASIVE SONDE PERFORATOR IN INNOVATIVE COILED TUBING TECHNOLOGIES

Д. АНТОНИАДИ, директор, С. ФУРСИН, доцент, Институт нефти, газа и энергетики (ИНГиЭ) Кубанского государственного технологического университета

D. ANTONIADI, director, S. FURSIN, associate professor, Institute of oil, gas and energy at Kuban State Technological University

Общепризнанным методом разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пластов (ГРП). Однако в ряде случаев возможен иной экономически и экологически обоснованный подход, а именно: разветвленное глубинное вскрытие продуктивной зоны пласта (ПЗП) каскадом перфорационных каналов малого диаметра из обсаженного ствола скважины. Для этого в системе колтюбинга предлагается использовать гидроабразивный зондовый перфоратор, позволяющий на основе скважинного контейнера-сепаратора абразива улучшить массовое создание дренажных радиальных каналов оптимальной траектории за одну спуско-подъемную операцию (СПО) с трубами. Ввод абразива в сопло зонда в режиме струйного насоса обеспечивает разрушение обсадной колонны, цемента и породы в глубину пласта за одну непрерывную операцию и в оптимальном гидродинамическом режиме – при меньшем давлении и большем расходе жидкости. Внутрискважинная местная циркуляция абразива без выноса его на устье минимизирует ущерб оборудования. Колтюбинговая подвеска перфоратора улучшает режим циркуляции рабочей среды, обеспечивает простое управление устройством через электрокабель колтюбинговой трубы, повышает надежность создания перфорационных каналов в сложных геолого-технологических условиях. Использование абразива применительно к зондовой струйной технике способствует вскрытию пласта на депрессии (нефти). Проводная линия связи перфоратора вместе с соответствующими сигнальными датчиками обеспечивают достаточно

Generally accepted method of field development is drilling horizontal wells with consequent multistage fracturing (MSF). However in some cases another economically and environmentally feasible approach can be applied. This is a multilateral deep reservoir penetration with small-diameter perforation channels from the cased wellbore. The suggestion for this technology is using a hydroabrasive sonde perforator in coiled tubing system. This perforator based on downhole abrasive container-separator improves the process of creating multiple drainage radial channels with one tripping operation. Injection of abrasive material in sonde nozzle in jet pump mode provides destruction of casing, cement and rock during one continuous operation in the optimum hydrodynamic mode – lower pressure and higher fluid rate. Circulation of the abrasive material inside the wellbore with no lifting to the surface mitigates damage to equipment. Coiled-tubing-conveyed method improves the circulation mode, provides easy control of the perforator through the electric cable inside the coiled tubing, enhances reliability of creating perforation channels in complex geology and technology conditions. The application of the abrasive material in sonde jet equipment assists in underbalanced perforation. Perforator cable connection with corresponding signal transducers provides full control of the downhole equipment and geology conditions throughout all stages of perforation. The application of box-type seismic-acoustic receivers and thermomechanical sonde deflector along with the opportunity to measure downhole parameters in real time provide active geosteering and improve perforator navigation process during multilateral drilling at high depths.

**полный забойный контроль над оборудованием и геологическим разрезом на всех этапах вскрытия среды. Использование корпусных сейсмоакустических приемников и термомеханического отклонителя зонда, а также возможность измерения параметров среды на забое в реальном режиме времени способствуют активной геонавигации и улучшают управляемость перфоратора при многоствольном и длинноствольном бурении.**

Доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) постоянно увеличивается и во многих нефтедобывающих регионах составляет уже 70–75%. Происходит неуклонное снижение средних дебитов скважин, увеличивается процент малодебитных скважин, остро стоит вопрос о прекращении разработки из-за нерентабельности целого ряда месторождений Краснодарского края, Сахалина, Урало-Поволжья и других регионов [1]. Одним из путей интенсификации добычи углеводородов является увеличение поверхности вскрытия пласта, а также проницаемости пород, окружающих скважину, и расширение зоны дренирования ствола скважины в целом. В последние годы ведутся активные поиски простых и экологически обоснованных технологий вскрытия пласта перфорационными каналами малого диаметра, способных перекрывать слабопроницаемый контур загрязнения ПЗП с действующим радиусом до 3–7 м, а также позволяющих достигать более удаленных от основного ствола перспективных объектов на расстоянии 100 м и более.

Основная масса работ (до 90–98%) по вскрытию продуктивного пласта из обсаженных скважин выполняется прострелочно-взрывным способом с использованием кумулятивных перфораторов, что объясняется простотой их применения, достаточно малым временем проведения операции и относительно небольшой стоимостью работ и расходного материала. Несмотря на постоянное совершенствование технологии кумулятивной перфорации, даже самые современные перфораторы, например, компании «Шлюмберге», нередко приводят к существенному нарушению обсадной колонны, цементного камня и ускоренному обводнению скважины. Такое вскрытие не всегда обеспечивает надежную гидравлическую связь пласта с основным стволом и не преодолевает зону загрязнения, достигающую нескольких метров. Как правило, для улучшения проницаемости пласта после кумулятивной перфорации проводят дополнительные весьма затратные мероприятия (кислотные обработки, разглинизации и гидроразрывы пород, геодинамические разгрузки пласта, вибровоздействия и др.) [2].

Proportion of hard-to-recover reserves grows constantly reaching 70–75% in many oil producing regions. There is a steady decrease in average well rates, increase in proportion of low-rate wells; development of some fields in Krasnodar, Sakhalin, Volga-Ural and other regions is unprofitable [1]. One of the ways of hydrocarbon production stimulation is increasing the area of reservoir penetration and permeability of rock around the wellbore and expanding the wellbore drainage area. Last years, researchers have been looking for simple and environmentally feasible technologies of reservoir perforation with small-diameter channels with the ability to cut off low-permeable mud damaged zone with a radius up to 3–7 m and the ability to reach remote perspective reservoirs at distance of 100 m from the main wellbore or more.

The majority of perforation operations (up to 90–98%) in cased-hole wells are conducted using blasting-explosive method with jet perforators due to its usability, short operation time and relatively low cost of the operation and consumables. In spite of the constant modernization of jet perforation technology, in some cases even modern cutting-edge perforators, for example perforators from Schlumberger, lead to damage to casing and cement and fast water breakthrough. This method of perforation doesn't always provide a reliable hydraulic connection between the reservoir and the main wellbore and doesn't reach beyond the mud damaged zone that may exceed several meters. Generally, in order to increase reservoir permeability after jet perforation additional costly operations are conducted (acid treatments, clay cake removal, hydraulic fracturing, geodynamic reservoir degassing, vibrowave impact, etc.) [2].

Alternative sand jet, slot and milling perforators are developed in order to increase oil recovery and well service life. These perforators provide hydromechanical reservoir perforation with less damage to casing, cement and rock. Particular method of reservoir perforation is a milling perforator technology for creating channels with 1–3 m depth using electric drill or hydraulic motor with a cable or string-cable suspension. Application of the cable suspension has its indisputable advantages; specifically, it provides effective control and management of the whole process in real time. A disadvantage of milling perforators is a relatively low perforation depth due to operation capability of the driving shaft that is rotated by a hydraulic motor or electric drill in complex mechanical conditions [3].

As it is well known, the deepest reservoir perforation is achieved by drilling horizontal wells; along with hydraulic fracturing these technologies are widely used at different stages of development of oil and gas fields. Many years of experience in field development with horizontal wells and lateral horizontal wellbores completed with

Стремление к повышению нефтеотдачи и продлению срока службы скважин привело к появлению альтернативных гидropескоструйных, щелевых и сверлящих перфораторов, позволяющих в щадящем режиме для колонны, цементного камня и самой породы проводить вторичное вскрытие пласта гидромеханическим способом. Среди этих методов вскрытия пластов особое развитие получила технология с использованием сверлящих перфораторов для создания каналов глубиной 1÷3 м с помощью электробура или гидродвигателя соответственно на кабельной или трубнокабельной подвеске. Использование кабельной подвески дает неоспоримые преимущества, а именно: обеспечивает возможность эффективного контроля и регулирования всего процесса в реальном режиме времени. Недостатком сверлящих перфораторов является сравнительно небольшая глубина вскрытия пласта, что связано с функциональными возможностями приводного вала, вращаемого гидродвигателем или электробуром в сложнапряженных механических условиях [3].

Наиболее глубокое вскрытие пласта, как известно, обеспечивает технология бурения горизонтальных скважин, которая наряду с ГРП в последние годы широко используется на различных стадиях разработки нефтегазовых залежей. Многолетний опыт разработки месторождений горизонтальными скважинами и боковыми горизонтальными стволами, законченными современными техническими средствами, в том числе системами направленного колтюбингового бурения, показывает, что их продуктивность в 1,5÷5 и более раз выше, чем вертикальных скважин. Вместе с тем практика также показывает, что плановая эффективность по горизонтальным скважинам достигается только в 50% случаев, а 35–50% из общего числа скважин оказываются нерентабельными, так как их дебиты остаются на уровне и меньше, чем в вертикальных скважинах [4]. Разработка месторождений с использованием системы горизонтальных скважин бывает не всегда экономически оправданной. Это подтверждается и слабой корреляционной связью (коэффициент корреляции 0,23) между дебитом скважины и общей длиной горизонтального участка, когда приток флюида происходит только из высокопроницаемых зон, а не одновременно из всех вскрытых бурением участков ПЗП. Горизонтальная скважина в 1,5–2 раза дороже вертикальной скважины. Еще сложнее сооружать, дороже эксплуатировать и ремонтировать многозбойные, особенно многоярусные разветвлено-горизонтальные скважины с длинными стволами [5].

Применение же технологии гидроразрыва для увеличения поверхности вскрытия ПЗП и проницаемости пород за счет образования

modern equipment including directional coiled tubing drilling systems show that productivity of such wells is 1.5÷5 times higher than that of vertical wells. However, experience has also shown that designed effectiveness is achieved only in 50% of cases while 35÷50% of all wells are unprofitable since the rate maintains at the previous level or lower than that in vertical wells [4]. Field development with the system of horizontal wells is not always economically feasible. This is proved right by a weak correlation (correlation coefficient is 0.23) between the well rate and the overall length of horizontal wellbore when fluid flows only from high-permeability zones rather than flowing simultaneously from all perforated zones. A horizontal well costs 1,5÷2 times as much as a vertical well. It is a tough process to drill, operate and repair multihole wells, especially multilayer wells with long horizontal wellbores [5].

The application of hydraulic fracturing for enhancing reservoir exposing area and permeability by means of creating fractures often boosts well rate only at the initial stage of production. Moreover, the application of hydraulic fracturing requires significant expenses and usually leads to the following: loss of cement integrity, behind-the-casing flows, increase in well watercut value, deterioration of conditions for workover operations, development of bypassed oil and decrease in the ultimate oil recovery factor [6].

Innovation technology of deep low-damage perforation of pay zones with small-diameter channels during well completion and workover was developed in order to eliminate the great number of disadvantages listed above - technology of a drilling perforator [7]. This technology is based on a small-sized turbine assembly at the end of coiled tubing (CT) that enables creating a number of small-diameter drainage channels along a curved path from the main cased wellbore during one tripping operation with strings.

However, it is difficult to apply this technology in some cases, for example, in thin heterogeneous reservoirs, interlaminated oil-water reservoirs and reservoirs with close proximity of fluid contacts when the requirements for cement integrity are raised and selective treatment for separate low-permeability zones is required. In order to solve this problem of deep perforation in complex conditions in the mid-1980s Siberian department of the Academy of Sciences of the USSR successfully started research on development of technology of radial drilling with high-rate fluid jet using coiled sonde [8]. At present time the technology of radial drilling with high-rate fluid jet using coiled tubing is presented by several companies and improved constantly [9, 10]. This technology suggests lowering of a radial deflector on a coiled tubing into the cased wellbore, creating of several holes in casing by a mill or a boring bit and penetration into the pay zone through these holes with a high-rate fluid jet from the nozzle of

в них трещин часто повышает дебит скважин только на начальном этапе их эксплуатации. Более того использование гидроразрыва пласта требует значительных затрат, обычно приводит к нарушению герметичности цементного камня и появлению заколонных перетоков, росту обводненности скважин, ухудшению условий проведения ремонтно-восстановительных работ, появлению цефиков нефти и снижению конечного коэффициента нефтеотдачи [6].

Для устранения большего числа указанных выше недостатков была разработана инновационная технология глубокой щадящей перфорации продуктивных отложений каналами малого диаметра при заканчивании скважин и их капитальном ремонте – технология перфобура [7]. Эта технология основана на использовании малогабаритной турбинной компоновки на конце ГНКТ и позволяет создавать из основной обсаженной скважины каскад дренажных каналов малого диаметра по криволинейной траектории за одну СПО с трубами.

Однако в ряде случаев, например, в маломощных неоднородных коллекторах, тонкопереслаивающихся водонефтяных пластах и пластах с близким расположением флюидных контактов, когда предъявляются повышенные требования к качеству крепи и необходимо адресное избирательное воздействие на отдельные низкопроницаемые зоны, использование технологии перфобура затруднено. Для решения проблемы глубокой перфорации в указанных сложных условиях еще в середине 1980-х годов Сибирским отделением АН СССР и ВНИИнефть были успешно начаты работы по разработке метода радиального бурения высокоскоростной струей жидкости с помощью гибкого зонда [8]. В настоящее время технология радиального бурения высокоскоростной струей жидкости с использованием колтюбинговой установки представлена рядом компаний и постоянно совершенствуется [9, 10]. Эта технология предполагает спуск в обсаженную скважину радиального отклонителя на колонне НКТ, создание фрезой или сверлом ряда отверстий в обсадной колонне и вскрытие продуктивной зоны через эти отверстия высокоскоростной струей жидкости, выходящей из сопла гибкого зонда, подвешенного на ГНКТ. При этом из основного ствола обсаженной скважины возможно образование системы дренажных каналов длиной до 100 м за одну СПО с трубами в приемлемое для практики время.

К недостаткам технологии радиального бурения высокоскоростной струей жидкости с использованием колтюбинговой подвески можно отнести следующее. В этой технологии используется достаточно высокое рабочее давление (порядка 90–150 МПа), что осложняет работы на устье и требует применения специального оборудования (соответствующих

the coiled sonde suspended on a coiled tubing. It is possible to create the system of drainage channels with length up to 100 m from the main cased wellbore during one tripping operation with strings in a required time period.

Disadvantages of the technology of radial drilling with a high-rate fluid jet on a coiled tubing include the following. This technology assumes relatively high working pressure (around 90–150 MPa) that may cause complications at the wellhead and require the application of special equipment (suitable pumps, junctions, valves, secondary filters, etc.). On the other hand, low rate of the process fluid (around 0.2 l/s) constrain the length (up to 100 m) of the created channels due to the problem of carrying cuttings to the surface. Apart from that, the necessity for using separate different operations - mechanical operation for casing milling and hydraulic operation for reservoir penetration - all this complicates the technology and decreases its efficiency and reliability. The disadvantage of the technology under study is the inability to predict the trajectory of the created channels due to low bending stiffness of tubular sonde and different rock strength. Perforation channels may enter water-bearing zones and concentrate near one direction that is usually around the casing due to the absence of the downhole control of tubular sonde.

The suggested coiled tubing technology of deep hydroabrasive reservoir penetration using sonde perforator has no disadvantages mentioned above. This technology uses the abrasive material (sand, corundum, cuttings, etc.) in sonde perforation with a high-rate fluid jet. Injection of the abrasive material in the nozzle from the wellhead of downhole is carried out under cover of a sealing toe pressed to the casing. This prevents the abrasive material from entering annulus and eliminates sticking of the downhole equipment. The abrasive material, in turn, breaks casing, cement and rock in one continuous operation mode without milling of casing at lower working pressure (up to 25 MPa) and higher fluid rate (5 l/s and higher). The used fluid flows back after nozzle through a sealing toe. This enables a jet mode with a local downhole circulation of the abrasive material with no need to inject the abrasive material at the wellhead and circulate it within the whole wellbore. Coiled tubing suspension improves circulation mode and provides a simple control of the tool. The application of seismic-acoustic receivers and thermomechanical deflector along with the opportunity to measure downhole parameters in real time improves drilling of drainage channels, especially in the process of multihole drilling.

Hydroabrasive sonde perforator (fig. 1) includes: sealing sidewall toe 1 with container-separator 2, abrasive material and deflecting arm 3, coiled tubing suspension 4 with the electric cable inside and a tubular sonde 5 with the main nozzle 6.

насосов, соединений, клапанов, фильтров тонкой очистки и др.). С другой стороны, низкая величина используемого расхода рабочей жидкости (порядка 0,2 л/с) ограничивает длину (до 100 м) создаваемых каналов из-за проблемы с выносом шлама. Кроме того, необходимость использования отдельных разнородных операций – механической для фрезерования (сверления) колонны и гидравлической для вскрытия пласта – также усложняет технологию, снижает ее оперативность и надежность. Недостатком рассматриваемой технологии является и непредсказуемость траектории создаваемых каналов из-за малой изгибной жесткости трубчатого зонда и разной прочности размываемых пород. При отсутствии забойного контроля и управления трубчатым зондом это нередко приводит к попаданию перфорационных каналов в водоносные пласты, группированию их около одного преобладающего направления, часто вокруг обсадной колонны.

Предлагаемая колтюбинговая технология гидроабразивного глубинного вскрытия ПЗП с помощью зондового перфоратора лишена указанных недостатков. Она основана на использовании абразивного материала (песка, корунда, шлама пласта и др.) применительно к зондовой перфорации высокоскоростной струей жидкости. Ввод абразива в сопло с устья или забоя ведется под защитой прижимаемого к обсадной колонне герметизирующего башмака, что препятствует попаданию абразива в затрубное пространство и исключает возможность прихвата глубинного оборудования. В свою очередь использование абразива позволяет разрушать обсадную колонну, цемент и породу пласта в режиме одной непрерывной операции без фрезерования (сверления) колонны, причем при меньшем рабочем давлении (до 25 МПа) и большем расходе жидкости (5 л/с и более). Возврат отработанной после сопла жидкости через герметизирующий башмак позволяет работать в режиме струйного насоса с местной циркуляцией абразива – без необходимости ввода абразива на устье и циркуляции его в пределах всей скважины. Колтюбинговая подвеска перфоратора улучшает режим циркуляции рабочей среды и обеспечивает простое управление устройством. Использование для геонавигации зонда сейсмоакустических приемников и термомеханического отклонителя, а также возможность измерения параметров среды на забое в реальном режиме времени оптимизирует проводку дренажных каналов, особенно при многоствольном бурении.

Гидроабразивный зондовый перфоратор (рис. 1) включает герметизирующий прижимной башмак 1 с контейнером-сепаратором 2 абразива и отклоняющей рессорой 3 и колтюбинговую подвеску 4 с электрокабелем внутри и трубчатым зондом 5, оканчивающимся основным соплом 6.

Toe 1 that is lowered in the well on the tubing 7 directs sonde 5 radially against the casing wall 8 and presses itself to the wall by means of an arm 3 through the sealing bushing 9. Container-separator 2 of the abrasive material is designed as two concentric tubes, a cover with the central nozzle 10, nozzle 11, dosing channel 12 and inlet spiral groove (turbulizer) 13, that is connected with the return channel 14.

For the jetting mode nozzle 6 is equipped with suction channels 15 (fig. 2) in its narrow part and a resin guide ring 16. When moving through the reservoir sonde 5 is controlled from the surface by thermomechanical deflector designed as two-four rods 17 or two-four plugs 18 and jet nozzles 19. Rods 17 (plugs 18) made from titanium-based alloy with shape memory effect can be deformed separately by means of selective warming with electric current through cable 20 thus changing the trajectory of sonde movement. At the end of the main nozzle 6 there is an inductance coil 21 that provides measurement of the apparent resistivity of the downhole environment in a pulse mode. For this purpose, coil 21 is fed with current pulses. Voltage drop that is proportional to eddy current and apparent resistivity of the downhole environment is measured at interpulse time. Measurement is carried out at different delay times – investigation radiuses. This provides evaluation of fluid content (oil, water) in real time by the change in apparent resistivity.

Toe 1 also contains a logging tool 22 with seismic-acoustic receivers 23 mounted symmetrically in a circle at two levels at different depths - four receivers at the upper and lower levels. As sonde 5 moves inside the reservoir receivers 23 take in elastic waves from working nozzles 6, 19 and locate the sonde along the channel and azimuth with account of data from inclinometer tool 22. The tool also measures the difference between the amplitude and the time of elastic waves coming from nozzles 6, 19 to receivers 23 mounted in different positions on a toe 1. Nozzle coil 21 and box-type coil 24 are used for establishing a temporary cable connection with tool 22. These coils are put into one another at determined equipment position (fig. 1) thus forming wireless transformer.

The procedures of coiled tubing technology of deep reservoir penetration with a hydroabrasive sonde perforator are conducted according to the following sequence.

The wellhead is equipped with the pump with working pressure of flush fluid injection up to 25 MPa. Toe 1 with a container separator 2 that is preliminary filled with the abrasive material (sand, corundum) is lowered in the casing 8 on the tubing 7 and then placed at designed well depth. Then, the sonde 5 is run inside the tubing 7 on a coiled tubing 4 and electric cable and directed radially against the casing wall 8. When the sonde is moved, coils 21 and 24 are put together with the

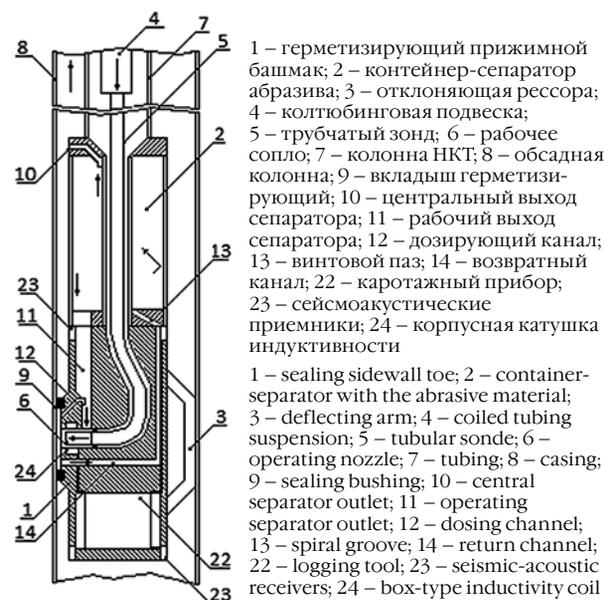
Башмак 1, спускаемый в скважину на колонне НКТ 7, направляет заходящий в него зонд 5 радиально на стенку обсадной колонны 8 и при этом прижимается к ней рессорой 3 через герметизирующий вкладыш 9. Контейнер-сепаратор 2 абразива выполнен в виде двух концентрично расположенных труб, крышки с центральным выходом 10, а также рабочего выхода 11, дозирующего канала 12 и входного винтового паз (завихрителя) 13, связанного с возвратным каналом 14.

Для работы зонда в режиме струйного насоса сопло 6 в узкой части снабжено всасывающими каналами 15 (рис. 2) и на некотором расстоянии – резиновой направляющей манжетой 16. При движении по пласту зонд 5 управляется с устья термомеханическим отклонителем в виде трех-четырех стержней 17 или трех-четырех пробок 18 реактивных сопел 19. Стержни 17 (пробки 18), выполненные из сплава на основе титана с эффектом памяти формы, могут отдельно деформироваться за счет избирательного нагрева электрическим током по проводу 20 и менять траекторию движения зонда. На конце основного сопла 6 встроена катушка индуктивности 21, которая обеспечивает измерение в импульсном режиме кажущегося электрического сопротивления (КС) окружающей среды. Для этого катушку 21 питают импульсами тока и в паузах измеряют спад напряжения, пропорциональный вихревому току и КС окружающей среды. Измерение проводят на разных временах задержки – радиусах исследования, что позволяет по приращению КС пород оценивать их характер насыщения (нефть, вода) в режиме реального времени.

Башмак 1 также содержит каротажный прибор 22 с сейсмоакустическими приемниками 23, расположенными симметрично по кругу на двух разноглубинных уровнях – по четыре приемника на верхнем и нижнем уровне. В процессе движения зонда 5 вглубь пласта приемники 23 принимают упругие волны от работающих сопел 6, 19 и обеспечивают его локацию по глубине и азимуту с учетом данных инклинометра прибора 22. При этом измеряется разница амплитуды и времени прихода упругих волн от сопел 6, 19 до различно расположенных на башмаке 1 приемников 23. Для организации временной проводной связи с прибором 22 используется сопловая 21 и корпусная 24 катушки, которые при определенном положении оборудования (рис. 1) входят друг в друга и образуют дистанционный трансформатор.

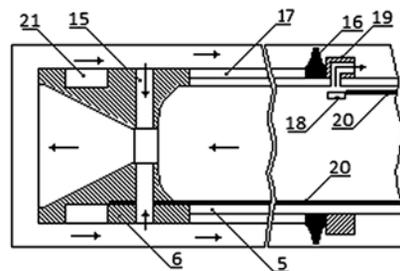
Работы по предлагаемой колтюбинговой технологии глубинного вскрытия ПЗП с помощью гидроабразивного зондового перфоратора проводят в следующей последовательности.

Обвязывают устье скважины насосом под рабочее давление нагнетания промывочной жидкости до 25 МПа. В обсадную колонну 8



**Рисунок 1 – Общая схема гидроабразивного зондового перфоратора на колтюбинговой подвеске в обсаженной скважине, рабочее положение**

**Figure 1 – General diagram of a hydroabrasive sonde perforator on a coiled tubing suspension in cased-hole well, run position**



**Рисунок 2 – Схема соплового узла перфоратора**

**Figure 2 – Diagram of a nozzle section of perforator**

**Рисунок 2 – Схема соплового узла перфоратора**

**Figure 2 – Diagram of a nozzle section of perforator**

control of data from corresponding transducers thus forming a cable connection with a tool 22 through the wireless transformer. Toe 1 is located at the designed direction by rotating the tubing 7 at the surface according to the data from the tool inclinometer 22. Then, toe 1 is pressed to the casing 8 by means of an arm 3 (connected with the electric motor, not shown) through the bushing 9 thus eliminating leakage of used fluid after nozzle 6. Then, well cleanout through coiled tubing 4 is started in an operating mode of fluid injection. Nozzle 6 (jet pump) with suction inlets 15 is located in optimum position against the outlet 11 of the container-separator 2 and the casing 8. During well cleanout it is possible to use a lighter

на колонне НКТ 7 спускают башмак 1 с предварительно засыпанным в контейнер-сепаратор 2 абразивом (песком, корундом) и размещают на заданной глубине скважины. Далее в колонну НКТ 7 на ГНКТ 4 и электрокабеле спускают зонд 5 и с помощью башмака 1 направляют его радиально на стенку обсадной колонны 8. Контролируя показания соответствующих датчиков при перемещении зонда 5, совмещают катушки 21, 24 и через дистанционный трансформатор организуют проводную линию связи с прибором 22. Вращением колонны НКТ 7 с устья ориентируют по данным инклинометра прибора 22 башмак 1 в заданном направлении и прижимают его через вкладыш 9 рессорой 3 (связанной с электродвигателем, не показан) к обсадной колонне 8, исключая утечку в скважину отработанной после сопла 6 жидкости. Включают промывку скважины через ГНКТ 4 в рабочем режиме нагнетания жидкости. При этом сопло 6 (струйный насос) с всасывающими каналами 15 занимает оптимальное положение относительно выхода 11 контейнера-сепаратора 2 и обсадной колонны 8. При промывке скважины возможно использование облегченной рабочей жидкости, например нефти, способствующей созданию режима депрессии и уменьшению повреждения продуктивной зоны вскрываемого пласта.

Проводят разрушение обсадной колонны 8 высокоскоростной абразивной струей жидкости. Закачиваемая с устья в ГНКТ 4 и зонд 5 жидкость без абразива (вода, нефть) выходит из узкой части сопла 6 (струйного насоса) с высокой скоростью и засасывает через каналы 15, расположенные вблизи выхода 11 контейнера-сепаратора 2 абразивную смесь. Засасываемая струйным насосом абразивная смесь разгоняется на выходе сопла 6 до высокой скорости и разрушает колонну 8 в режиме гидроабразивной перфорации. В свою очередь абразивная смесь на выход 11 контейнера-сепаратора 2 подается за счет дозированного возврата части отработанной жидкости через дозирующий канал 12 малого диаметра. Основная часть отработанной жидкости отводится по каналу 14 большего диаметра и через винтовой паз 13 с закруткой по спирали вводится в контейнер-сепаратор 2. Здесь при движении по спирали центральная часть потока освобождается от абразива и через выход 10 возвращается в скважину и на устье. Отбрасываемый к внешней стенке центробежной силой, абразив отделяется и скапливается в контейнере-сепараторе 2 с возможностью воздействия на него дозирующим каналом 12 и повторного использования. Таким образом, при местной циркуляции абразива контейнера-сепаратора 2 без выхода его на устье и ущерба для оборудования создают отверстие необходимого размера в обсадной колонне 8 и цементном камне.

Далее, не меняя режим нагнетания жидкости,

flush fluid, for example, oil that assists in creating underbalanced mode with less damage to reservoir pay zone.

Casing 8 is destructed by a high-rate abrasive fluid jet. Fluid without abrasive material (water, oil) that is pumped at the surface into the coiled tubing 4 comes out from a narrow part of nozzle 6 (jet pump) at high velocity and sucks in the abrasive mixture through the suction inlets 15 located near the outlet 11 in a container-separator 2. The abrasive mixture that is sucked in by a jet pump accelerates at nozzle 6 to a high velocity and breaks casing 8 in a hydroabrasive perforation mode. The abrasive mixture is injected at the outlet 11 in a container-separator 2 by means of the dosed volume of the returned used fluid through the small-diameter dosing channel 12. The main volume of the used fluid is disposed through a channel 14 with a larger diameter and spiral groove 13 and injected along the spiral path into the container-separator 2. Here, as fluid flows in a spiral, central flow volume disposes of the abrasive material and returns to the wellhead through the outlet 10. The abrasive material is pressed to the outer wall by a centrifugal force, separated and accumulated in the container-separator 2. It can be used again through the dosing channel 12. Thus, a local downhole circulation of the abrasive material from the container-separator 2 without reaching wellhead and damage to the equipment creates a hole of the designed diameter in casing 8 and cement matrix.

Then, the sonde 5 is moved inside the reservoir on a coiled tubing suspension at the same injection mode with rock cutting jet. Junk cuttings from the reservoir are used as an abrasive material that is circulated by means of suction inlets 15 and a guide ring 16 through the nozzle 6 (jet pump) thus performing effective work. Apart from the cuttings another abrasive material can be used. It can be injected through the additional container-separator above the nozzle (not shown) also with the local circulation. The sonde 5 movement inside the reservoir is controlled according to the data from the nozzle coil 21 and receivers 23 transferred by a constant and temporary cable connection lines. Measuring signals informing about the apparent resistivity and reservoir rock saturation from the coil 21 that is moved inside the reservoir are transferred to the surface in real time through a constant connection – cable 20 and electric coiled tubing cable 4. This data is used for active geosteering of the perforator, for example, during unplanned penetration of water-bearing deposit, when immediate control of the sonde trajectory is required. Signals from receivers 23 informing about the current sonde position are stored by the tool 22 and transferred to the surface periodically during reaming of the perforation channel when coils 21 and 24 are put together.

The change of sonde 5 direction is conducted by means of a thermomechanical deflector. For

зонд 5 на колтюбинговой подвеске 4 продвигают вглубь пласта с разрушением породы, в качестве абразива используется уже крупный шлам пласта, который с помощью всасывающих каналов 15 и манжеты 16 циркулирует через сопло 6 (струйный насос) и совершает полезную работу. Помимо шлама пласта, возможно использование другого абразива, вводимого через дополнительный надсопловый контейнер-сепаратор (не показано) также по местному кругу. Продвижение зонда 5 по пласту контролируют по данным сопловой катушки 21 и приемников 23 с использованием постоянной и временной проводной линии связи. Измерительные сигналы с движущейся по пласту катушки 21, характеризующие КС и характер насыщения вскрываемых пород, в реальном режиме времени поступают на устье по постоянной линии связи через провод 20 и электрокабель ГНКТ 4. Эти данные используются для активной навигации перфоратора, например, при незапланированном вскрытии водоносной части пласта, когда необходима оперативная корректировка траектории продвигаемого зонда. Сигналы с приемников 23, характеризующие текущее пространственное положение зонда, запоминаются прибором 22 и периодически, например, при проработке перфорационного канала и совмещении катушек 21, 24 передаются на устье.

Изменение направления продвигаемого по пласту зонда 5 проводят с помощью термомеханического отклонителя. Например, при движении и отклонении зонда 5 вниз к непродуктивной подошвенной части пласта на устье будет отмечаться повышение амплитуды и одновременно уменьшение времени прихода упругих волн на приемниках 23 нижнего уровня относительно приемников 23 верхнего уровня. В этом случае для корректировки траектории движения зонда 5 подают напряжение питания на один из стержней 17 отклонителя, например, верхний стержень и деформируют его в нужную сторону за счет нагрева электрическим током. При этом сопловый узел разворачивается вверх и возвращает продвигаемый зонд 5 на срединную благоприятную траекторию пласта. Аналогично управляют траекторией зонда с помощью пробок 18, избирательно деформируя их для прикрытия одного из реактивных сопел 19.

После создания первого перфорационного канала оптимальной траектории и длины зонд 5 на колтюбинговой подвеске 4 поднимают в колонну НКТ 7, контролируемую (по азимуту, глубине) изменяют положение башмака 1 в скважине и создают следующий канал в аналогичной последовательности. По завершении многоствольного радиального бурения глубинное оборудование из обсаженной скважины поднимают в следующей последовательности. Сначала поднимают зонд 5 на колтюбинговой подвеске 4, а затем – башмак 1

example, when sonde 5 deviates downwards to the non-productive bottom of the reservoir, there would be registered an increase in amplitude and simultaneous decrease in time of receiving elastic waves at the lower-level receivers 23 as compared to the upper-level receivers 23. In this case in order to adjust sonde 5 trajectory the voltage is applied to one of the rods 17 of the deflector, for example, to the upper rod thus deforming it to the required direction due to a warm-up with the electric current. Upon this, the nozzle section is rotated upwards and returns sonde 5 to the designed trajectory in the middle of the reservoir. Similarly, the sonde trajectory is controlled by plugs 18 by deforming them selectively for closing one of the jet nozzles 19.

After creation of the first perforation channel with the optimum trajectory and length, sonde 5 is lifted on the coiled tubing suspension into the tubing 7. Then, the toe 1 position is changed according to the azimuth and depth data. The next channel is created in a similar sequence. After multihole radial drilling is over, downhole equipment is lifted from the cased well according to the following sequence. Sonde 5 is lifted on a coiled tubing suspension first, and then toe 1 is lifted on the tubing 7.

At present time, the elements of the coiled tubing technology of deep reservoir penetration with hydroabrasive sonde perforator are at the pilot testing stage in Krasnoyarsk region fields.

## CONCLUSIONS

The analysis of the problem of penetration into pay zones in cased-hole well with a deep low-damage perforation method has been conducted. It is established that radial reservoir penetration with high-rate fluid jet using coiled tubing equipment is the most promising technology.

The paper suggested the improved technology of well completion and workover with the application of hydroabrasive sonde perforator as a part of coiled tubing system. Injection of the abrasive material in the sonde nozzle provides destruction of casing, cement matrix and reservoir rock in one tripping operation in the optimum mode – lower pressure and higher fluid rate. The application of the abrasive material in the sonde jet equipment assists in underbalanced perforation.

The used fluid flows back through the sealing toe of the perforator. This enables using jet pump mode with a local downhole circulation of the abrasive material for the rock destruction. Circulation of the abrasive material inside the wellbore with no lifting to the surface mitigates the damage to equipment and enhances reliability of the technology.

The coiled tubing suspension of the perforator improves the circulation mode and provides a simple control of the tool through the electric cable inside the coiled tubing. The perforator cable connection with corresponding signal transducers provides full control of the downhole equipment

на колонне НКТ 7.

Элементы колтюбинговой технологии глубинного вскрытия ПЗП с помощью гидроабразивного зондового перфоратора начинают опробоваться в обсаженных скважинах на месторождениях Краснодарского края.

### ВЫВОДЫ

Проведен анализ проблемы вскрытия продуктивных интервалов обсаженной скважины методом глубокой щадящей перфорации. Установлено, что радиальное вскрытие пласта высокоскоростной струей жидкости с использованием колтюбингового оборудования является наиболее перспективной технологией.

Предложена улучшенная технология заканчивания и капитального ремонта скважин на основе гидроабразивного зондового перфоратора в составе колтюбинга. Ввод абразива в сопло перфоратора с устья или забоя позволяет разрушать обсадную колонну, цемент и породу пласта за одну операцию в оптимальном режиме – при меньшем давлении и большем расходе жидкости. Использование абразива применительно к зондовой струйной технике способствует вскрытию пласта на депрессии.

Возврат отработанной жидкости через герметизирующий башмак перфоратора позволяет для разрушения среды использовать режим струйного насоса с местной циркуляцией абразива. Внутрискважинная местная циркуляция абразива без выноса его на устье минимизирует ущерб оборудования и повышает надежность технологии.

Колтюбинговая подвеска перфоратора улучшает режим циркуляции рабочей среды и обеспечивает простое управление устройством через электрокабель внутри трубы. Проводная линия связи перфоратора вместе с соответствующими датчиками обеспечивают достаточно полный забойный контроль над оборудованием и геологическим разрезом на всех этапах

Использование для геонавигации зонда сейсмоакустических приемников и термомеханического отклонителя, а также возможность измерения параметров среды на забое в реальном режиме времени улучшают контролируемость и управляемость перфоратора при многоствольном бурении в сложных геолого-технологических условиях.

Предлагаемая технология позволяет проще, надежнее и оперативнее в щадящем режиме дренировать ПЗП системой каналов наиболее благоприятной траектории, что способствует повышению рентабельности разработки месторождений, интенсификации добычи углеводородов, особенно с ТРИЗ, увеличению суммарной добычи в целом. ©

and geology conditions throughout all stages of perforation.

The application of seismic-acoustic receivers and thermomechanical deflector for geosteering along with the opportunity to measure downhole parameters in real time improves controllability of perforator during multihole drilling in complex geology and technology conditions.

The suggested technology allows creating the system of drainage channels with the optimum trajectory in a simple, reliable and time-saving way. This improves profitability of field development and stimulation of hydrocarbon recovery, especially with hard-to-recover reserves, and enhances the overall production. ©

### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Поддубный Ю.А. Повышение нефтеотдачи – несбыточные надежды. Территория действий. Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докл. 6-й Международной научно-практической конференции. ООО «НПФ «Нитпо». – Краснодар, 2011. – 162 с.
2. Капырин Ю.В., Храпова Е.И., Кашицин А.В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин. URL: <http://www.snafta.ru/article2.html>.
3. Гладилович В.Г. Преимущества вторичного вскрытия продуктивного нефтяного пласта методом сверления с помощью электробура для зарезки бокового канала//Бурение и нефть. – № 10. – 2011. – С. 47–49.
4. Поляков В.Н., Хузин Р.Р., Постников С.А., Аверьянов А.П. Технологические проблемы строительства многозабойных скважин с горизонтально разветвленными стволами// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
5. Агзамов Ф.А., Агзамов Т.О., Хабибуллин И.В., Иштубаев А.В. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6.
6. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
7. Шаповалов Н.А., Лягов А.В., Пантелеев Д.В. и др. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов//Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 2.
8. Соловкин О.Е. Пути совершенствования щадящей перфорации скважин//Бурение и нефть. – № 5. – 2010. – С. 50–52.
9. Хенк Джелсма. Методы и применение технологии радиального бурения в странах СНГ и Южной Америки// Нефтегазовая вертикаль. – № 2. – 2006. – С. 95–96.
10. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В., Галай М.И. Эффективность технологии создания системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ//Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – № 6. – 2015. – С. 65–73.

# Fidmash



Completion &  
Production Solutions

КАЧЕСТВО  
И НАДЕЖНОСТЬ

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



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26  
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26  
E-mail: [fidmashsales@nov.com](mailto:fidmashsales@nov.com), [www.fidmashnov.by](http://www.fidmashnov.by)  
[www.fidmashnov.ru](http://www.fidmashnov.ru), [www.fidmashnov.kz](http://www.fidmashnov.kz)  
Представительство в России «ФИДсервис»  
Тел.: +7 916 281 15 53



# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

## IMPROVING THE TECHNOLOGY OF WATER CUT DETERMINATION IN OIL PRODUCTION WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, А.Р. КАМАЛТДИНОВ, Г.И. ДЕНИСЛАМОВА, З.А. МАКСУТОВ,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. DENISLAMOV, A. KAMALTDINOV, G. DENISLAMOVA, Z. MAKSUTOV, Ufa State Petroleum Technological University

Наряду с дебитом скважины обводненность продукции нефтяного пласта является важнейшим показателем эксплуатации скважины и объекта разработки. В большинстве случаев обводненность скважинной жидкости является содержанием воды в продукции нефтяного пласта в дольном или процентном выражении, поэтому об успешности проведенных по пласту геолого-технических мероприятий судят и по изменению содержания нефти и воды в скважинной продукции. Технологий и способов по определению этого параметра в нефтяных компаниях несколько, и все они в той или иной степени успешно применяются. В статье уделено внимание отбору устьевых проб скважинной жидкости объемом 1–3 м<sup>3</sup>.

При подъеме пластовой продукции от перфорационных отверстий напротив продуктивного пласта до устьевого арматуры газожидкостный состав меняет свою структуру из-за изменения давления и температуры как по обсадной колонне, так в зоне колонны подъемных труб. В связи с этим устьевая проба со штатного пробоотборника устьевого арматуры может носить случайный характер, особенно при высокой обводненности пластовой жидкости [1, 2].

В изобретениях [3, 4] авторами предложено рассматривать колонну насосно-компрессорных труб скважины с электроцентробежным насосом как гигантский сосуд-пробоотборник, в котором пластовая продукция расслаивается на воду, нефть и газ. Нефть и вода остаются в колонне НКТ, а попутный газ постепенно стравливается через пробоотборник в лубрикаторе на устье скважины. Технология по изобретению [3] успешно опробована на нефтедобывающей скважине № 1387 Ново-Елховского месторождения ОАО «Татнефть». Скважина после остановки УЭЦН выдерживалась в течение суток, после чего уровень раздела нефти и воды был определен с помощью резистивиметра.

Oil well water cut as well as production rate are the most important criteria for well operation and reservoir development. In most cases water cut is the content of water in production fluid that is expressed as a percentage or a fraction. That is why success of well intervention operations is determined by the change in water content in production fluid. There are several methods and technologies of determination of this parameter in oil companies and all these methods are successfully applied. The paper describes collection of production fluid samples of 1–3 m<sup>3</sup> volume at the wellhead.

When production fluid is lifted from perforation holes at the reservoir depth to the wellhead equipment, gas-liquid ratio is affected by the change in pressure and temperature along the casing and tubing. That is why wellhead sample taken via standard wellhead sampling tool is not representative, especially in high-water-cut wells [1, 2].

Inventions [3, 4] consider tubing string with electrical submersible pump as a huge sampling container where production fluid breaks into oil, water and gas. Oil and water remain in tubing while associated gas is slowly discharged through the sampling tool in the lubricator at the wellhead. The technology described in invention [3] was successfully tested in well № 1387 at Tatneft Novo-Yelkhovskoye field. The level of oil-water contact was determined using resistivity meter after 24 hours after ESP stop. This method of water cut determination exhibits high level of veracity but it requires many additional tests, for example tripping of downhole sampling tools. Moreover, the well is out of service for 24 hours that leads to losses of oil production.

According to the invention [4], inter-phase levels are determined by acoustic transducers that are pre-installed in tubing above electrical submersible pump. The main disadvantage of both methods is the need to stop well production and wait for gravitational separation of fluids in tubing string. Fluid sampling from tubing in high-volume tank, for example one of

Такой способ определения обводненности скважинной продукции имеет высокую степень достоверности, но требует значительного объема дополнительных исследований, например необходимы спуско-подъемные операции глубинных приборов. К тому же на сутки скважина выводится из эксплуатации, а это ведет к потерям в текущей добыче нефти.

По изобретению [4] межфазные уровни идентифицируются с помощью акустических датчиков, заблаговременно установленных в колонне НКТ выше электроцентробежного насоса. Основным недостатком обоих методов является необходимость остановки скважины и ожидания гравитационного перераспределения флюидов в колонне лифтовых труб. Избежать потерь времени и нефти позволяет отбор жидкости из колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в емкость значительного объема, например в одну из емкостей передвижного насосного агрегата типа ЦА-320.

В нефтедобывающих компаниях существует многолетний опыт отбора объемных проб в емкости значительного объема. Перед отбором объемной пробы глубинный насос останавливают, а устьевую арматуру переобвязывают на слив жидкости в емкость. За это время нефть и вода в колонне НКТ перераспределяются из-за разности плотностей, попутный газ занимает в верхней части колонны определенную ее часть, поэтому какая часть «слоеного пирога» попадет в емкость, трудно оценить, особенно если объем емкости уступает внутреннему объему колонны НКТ. В связи с этим для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, предлагается следующая детализация процесса отбора.

Предварительно глубинный насос спускают с обратным клапаном, после остановки работы глубинного насоса из колонны лифтовых труб выпускают попутный нефтяной газ при снижении давления до атмосферного, несколько раз замеряют статический уровень жидкости в колонне лифтовых труб до постоянства его величины и определяют объем жидкости в колонне лифтовых труб. Путем пуска глубинного насоса в работу скважинную продукцию известного объема из колонны лифтовых труб переводят в емкость на поверхности земли, при этом давление в трубопроводной линии путем штупирования поддерживают на уровне величины, равной давлению на выкидной линии скважины при ее штатной эксплуатации.

Практика эксплуатации нефтедобывающих скважин с установками электроцентробежных насосов, продукция которых является высокообводненной нефтью, показывает, что уровень жидкости в колонне НКТ стабилизируется в течение нескольких минут, а перевод жидкости из колонны НКТ в емкость на устье скважины занимает не более трех часов даже при малой производительности

tanks in CA-320 pump unit, helps to avoid time waste.

Oil production companies have many years of experience of conducting sampling using high-volume tanks. In order to take a high-volume sample it is necessary to stop downhole pump and mount wellhead equipment for fluid discharge into the tank. During this time oil and water separate due to the difference in density while associated gas occupies the upper part of the tubing that is why it is difficult to determine what part of this mixture will flow into the tank especially when the volume of the tank is lower than the volume of the tubing. Thus, the following sampling procedure is proposed for wells equipped with electrical submersible pumps.

Downhole pump with back pressure valve is run in hole, after pump stop associated petroleum gas is discharged from tubing when pressure drops till atmospheric pressure. Static fluid level in tubing is measured several times until this value is constant, then fluid volume in tubing is determined. Then, determined volume of fluid is pumped into the wellhead tank using downhole pump. At this time pressure in wellhead pipeline is maintained at the level of usual production pipeline pressure by means of a choke.

Experience in operation of high-water-cut oil production wells with electrical submersible pumps shows that fluid level in tubing is stabilized within several minutes; fluid discharge from tubing into the wellhead tank takes no more than three hours even with low-capacity pump.

Figure 1 shows schematic of well with ESP and wellhead equipment required for determination of water cut in the produced oil using bulk sample.

The technology of water cut determination in the produced fluid is described below.

1. Mount the vertical tank 9 with a uniform cross section to the well with ESP and back pressure valve. Turn off downhole pump.
2. Close valve 10, open valve 4 in order to reduce tubing pressure up to the atmospheric value, discharge associated petroleum gas.
3. It is well-known that the main volume of the associated petroleum gas below the downhole pump is dissolved in the oil. That is why due to low oil content in the production fluid oil is quickly lifted to the upper part of the tubing string and then shrinks after discharge of the associated petroleum gas. This process is controlled by the acoustic fluid level gauge (Mikon-101 or Sudos).

Fluid volume  $V_f$  in tubing is determined after stabilization of the static level  $H_{stat}$ , then downhole pump is turned on and fluid from tubing 1 is pumped into the tank 9 for subsequent gravitational separation. The required fluid volume  $V_f$  is determined via flow meter 11.

5. During the whole period of pumping fluid from the tubing into the tank 9, production line pressure between valve 10 and choke 7 is maintained at the previous level during conventional pump operation. This is carried out by adjusting the choke 7.

Error during determination of water cut is mitigated

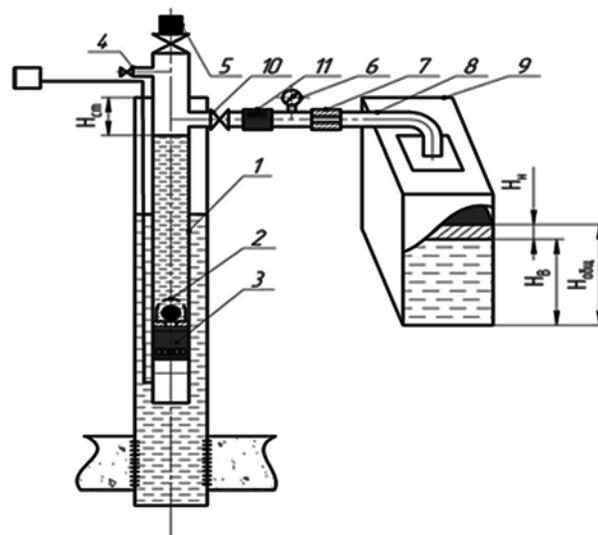
электроцентробежного насоса.

Схема скважины с УЭЦН с необходимым поверхностным оборудованием для реализации измерения обводненности добываемой нефти по объемной пробе приведена на рис. 1.

Технология измерения обводненности скважинной нефти заключается в следующем.

1. К скважине с УЭЦН и обратным клапаном 2 устанавливают вертикальную емкость 9 с постоянным сечением по высоте. Работу глубинного насоса останавливают.
2. Задвижку 10 закрывают, а вентиль 4 открывают с тем, чтобы понизить давление в колонне НКТ до атмосферного значения и выпустить весь дегазированный из нефти попутный газ.
3. Известно, что основной объем попутного нефтяного газа находится после глубинного насоса в растворенном состоянии в нефти, поэтому благодаря малой доле нефти в скважинной продукции происходит быстрое всплытие основной массы нефти в верхнюю часть колонны НКТ и последующая после этого усадка нефти из-за выпуска попутного нефтяного газа из нефти. Этот процесс контролируют с помощью уровнемера с акустическим принципом действия типа «Микон-101» или «Судос».
4. После стабилизации статического уровня  $H_{стат}$  определяют объем жидкости –  $V_{ж}$ , находящийся в колонне НКТ, запускают в работу глубинный насос 3 и жидкость из колонны лифтовых труб 1 переводят для дальнейшего гравитационного разделения в емкость 9. Прохождение необходимого объема  $V_{ж}$  в емкость определяют по расходомеру 11.
5. Весь период перевода жидкости из колонны лифтовых труб в емкость 9 давление в выкидной линии между задвижкой 10 и штуцером 7 поддерживают таким, каким оно было при штатной работе глубинного насоса скважины. Этот процесс осуществляется с помощью плавного приоткрытия или прикрытия штуцера 7.

Благодаря штуцерованию и работе скважины как в штатном режиме эксплуатации минимизируется погрешность при определении обводненности скважинной нефти. При отсутствии штуцера на устье скважины давление на выходе электроцентробежного насоса будет меньшим на величину устьевого давления, чем при штатной эксплуатации системы «пласт – насос». Это приведет к росту производительности глубинного ЭЦН на определенную величину, что, в свою очередь, может привести к опережающему движению капель нефти относительно общего потока и увеличению доли нефти в жидкости, находящейся в колонне лифтовых труб. В итоге без имитации работы скважины в штатном режиме может произойти завышение доли нефти в скважинной продукции.



1 – колонна лифтовых труб; 2 – обратный клапан; 3 – электроцентробежный насос; 4 – вентиль для стравливания газа; 5 – уровнемер типа «Микон-101» или «Судос»; 6 – манометр; 7 – регулируемый штуцер; 8 – патрубок для слива жидкости в емкость; 9 – емкость для сбора скважинной продукции; 10 – задвижка на выкидной линии скважины; 11 – расходомер (счетчик жидкости)

1 – tubing string; 2 – back pressure valve; 3 – electric submersible pump; 4 – valve for gas discharge; 5 – fluid level gauge (Mikon-101 or Sudos); 6 – pressure gauge; 7 – adjustable choke; 8 – pipe junction for fluid discharge into the tank; 9 – tank for production fluid; 10 – valve at the production pipeline; 11 – flow meter

**Рисунок 1 – Отбор объемной пробы скважинной жидкости**

**Figure 1 – Bulk sampling of the production fluid**

due to application of the adjustable of choke and the fact that the well is operated as in a conventional mode. In case there is no choke at the wellhead, pump discharge pressure will be lower by wellhead pressure value as compared to conventional operation of the system «reservoir – pump». This will result in the increase of ESP productivity by the defined value. Hence, oil drops will move ahead of the overall flow and the proportion of oil in the fluid will rise. As a result, there can be over-estimation of the oil proportion in the well fluid without simulation of the conventional operation mode.

The following is the application of the invention in the case of hypothetical oil production well with the following parameters:

- tubing diameter – 73 mm, inner diameter – 62 mm;
- back pressure valve is mounted above the pump at the depth  $H = 1000$  m;
- real productivity of the downhole ESP  $Q = 48$  m<sup>3</sup>/day;
- water cut in the oil according to the wellhead samples – 88–89%.

The following operations were carried out:

1. Well is stopped at 1200 for measurement of water cut by turning off ESP.
2. During 30 minutes fluid level in tubing was stabilized at the level  $H_{ст} = 53$  m (valve 4 is open). This level corresponds to the fluid volume in the tubing:

$$V_f = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot (H - H_{ст}) = \frac{3,14}{4} \cdot 0,062^2 \cdot (1000 - 53) = 2,86 \text{ m}^3.$$

Рассмотрим реализацию изобретения на примере гипотетической нефтедобывающей скважины со следующими исходными данными:

- $\varnothing$  колонны лифтовых труб (колонны НКТ) – 73 мм; внутренний  $D = 62$  мм;
- обратный клапан установлен над насосом на глубине  $H = 1000$  м;
- фактическая режимная производительность глубинного ЭЦН  $Q = 48$  м<sup>3</sup>/сут;
- обводненность скважинной нефти по устьевым пробам – 88–89%.

На скважине проведены следующие работы со следующими результатами:

1. Скважина остановлена в 12.00 на измерение обводненности добываемой нефти путем остановки глубинного электроцентробежного насоса.
2. В течение 30 минут уровень жидкости в колонне НКТ при открытом вентиле 4 стабилизировался на уровне  $H_{ст} = 53$  м. Такой уровень соответствует объему жидкости в колонне лифтовых труб:

$$V_{ж} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot (H - H_{ст})}{4} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,062^2 \cdot (1000 - 53) = 2,86 \text{ м}^3 .$$

3. Путем пуска глубинного ЭЦН в работу через расходомер 10 по патрубку 8 в емкость 9 пропускают 2,86 м<sup>3</sup> нефти и воды из колонны лифтовых труб 1. При заполнении емкости 9 давление перед штуцером поддерживается на уровне 1,2 МПа – величине, соответствующей рабочему давлению на ВЛ при режимной эксплуатации глубинного насоса.
4. В начальной стадии заполнения емкости 9 в поток скважинной продукции добавляется маслорастворимый деэмульгатор типа «Рекод-758» в объеме 70 грамм.
5. Продукция из колонны лифтовых труб в объеме 2,86 м<sup>3</sup> оставляется в покое в емкости 9 на 20–24 часа для полного гравитационного отстаивания. Разделению способствует относительно высокая температура в 21 °С (летнее время года) и действие деэмульгатора.

После заполнения емкости 9 скважина пускается в эксплуатацию в штатном режиме.

6. Через сутки с помощью пробоотборника по патенту РФ на изобретение № [5] определяется толщина слоя нефти над водой  $H_{нефти} = 14,4$  см при общей высоте столба жидкости в емкости  $H_{общ} = 110$  см. Высота водной части отобранной скважинной жидкости равна  $H_{в} = 110 - 14,4 = 95,6$  см.

Искомая обводненность скважинной

продукции равна  $B = \frac{95,6}{110} \cdot 100 = 86,9\%$ .

Для определения толщины слоя нефти над водной частью объемной пробы разработано техническое устройство [5], принцип действия которого заключается в отсечении слоя нефти, разбавлении нефти органическим растворителем и переводе смеси в делительную воронку с

3. After starting ESP, 2,86 м<sup>3</sup> of oil and water is pumped from tubing 1 through the flow meter 10 and pipe junction 8 into the tank 9. During this process pressure at the choke is maintained at the level 1.2 Mpa – this value corresponds to the operation pressure at the production line during conventional ESP operation.

4. 70 grams of oil-soluble demulsifier Rekord-758 are injected into the well fluid flow in the first stage of tank 9 filling up.
5. 2,86–м<sup>3</sup> of fluid from tubing is left in tank 9 for 20–24 hours for a complete gravitational separation that is supported by relatively high temperature 21 °C (during summer) and demulsifier.

After tank 9 is filled up, the well is run in operation in a conventional mode.

6. Thickness of oil layer above water  $H_{oil} = 14,4$  cm is determined after 24 hours using sampling tool according to the invention patent № [5]. The overall head of fluid in tank:  $H_{overall} = 110$  cm. Head of water in the sampled fluid:  $H_w = 110 - 14,4 = 95,6$  cm.

Water cut of the well fluid:  $B = \frac{95,6}{110} \cdot 100 = 86,9\%$ .

Technical device [5] is developed for determination of oil layer thickness above water. This device isolates oil layer, dilutes oil with the organic solvent and pumps the mixture into the separation hopper by creating vacuum in the closed system. Figure 2 demonstrates general view of the device.

Shut-off device 3 is buoyant when left alone, that is why initially the determined volume of solvent is added to the isolated oil layer in order to decrease oil viscosity. After that shut-off device is closed with the plug 5 and one-way pump – aspirator AM-5 – creates vacuum in the separation hopper. Diluted oil with determined proportion of water flows into the hopper. The second batch of solvent is pumped in the shut-off device through the valve 7 in order to clean device cavity from residual oil.

The thickness of oil layer above water is determined according to the oil volume in the hopper at the wellhead after temperature effect on the sampled composition of oil, solvent and associated water.

There is the second technical solution for determination of water and oil portions in bulk sample of well fluid. This solution is described in paper [6].

Immediately after collection of bulk sample and its complete degassing during several minutes representative sample is collected for laboratory examination by lowering shut-off cylindrical tube through the whole fluid column. There is a hole with a closed valve in the bottom of the tank. The tube with the collected sample is connected to this hole. In this method there is no need to wait several hours for separation of the sampled fluid into oil and water. There is no technical description of the connection between the hole in the tank bottom and cylindrical tube. It is impossible to seal off the inner space of

помощью создания вакуума во всей герметичной системе. Общий вид устройства приведен на рис. 2.

Отсекатель 3 имеет автономную плавучесть, поэтому предварительно в отсеченный слой нефти добавляют растворитель известного объема для снижения вязкости нефти, после этого отсекаТЕЛЬ закрывают пробкой 5 и с помощью насоса одностороннего действия – аспиратора АМ-5 создают в делительной воронке 9 пониженное давление. Разбавленная нефть с определенной долей воды перетекает в ДВ. Через вентиль 7 в отсекаТЕЛЬ подают вторую фиксированную порцию растворителя для отмыва полости устройства от остаточной и адгезированной нефти.

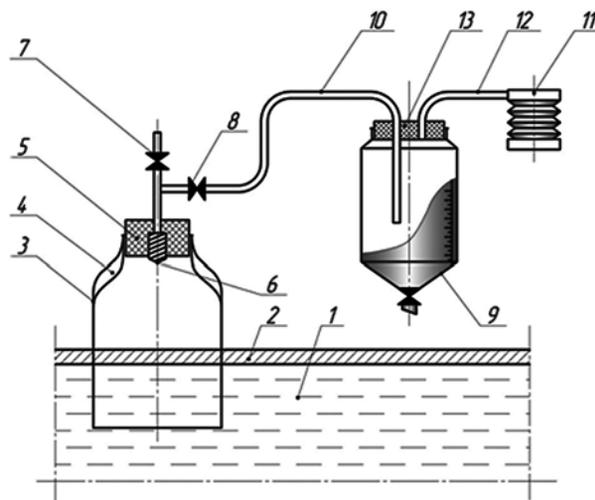
Толщина слоя нефти над водой определяется по объему нефти в делительной воронке непосредственно на скважине после определенного температурного воздействия на отобранный состав из нефти, растворителя и попутной воды.

Существует и второе техническое решение по определению доли воды и нефти в отобранной объемной пробе скважинной продукции, описанное в статье [6].

Сразу после отбора объемной пробы и ее полной дегазации в течение нескольких минут отбирают представительную пробу для изучения в лабораторных условиях путем спуска сквозь всю толщу жидкости в емкости отсекающей трубки цилиндрической формы. В днище емкости имеется гнездо-отверстие с закрытым вентиляем, к которому и закрепляется трубка с вырезанной пробой из общего состава емкости. По данному способу нет необходимости выжидать несколько часов для достижения расслоения отобранной жидкости на нефть и воду. В статье нет технического описания узла соединения цилиндрической трубки с отверстием в днище емкости. Без решения этого вопроса будет невозможной герметизация внутреннего пространства трубки от внешней среды.

В источнике [7] описан способ отсечения жидкости из мерной емкости скважины, основанный на том, что трубка входит в сырую глину, и тем самым обеспечивается герметизация пробы от окружающей жидкости. Способ трудоемок, требует наличия глины и не исключает разгерметизации соединения.

Предлагается следующее техническое дополнение к известной методике оценки состава объемной скважинной пробы. Нижняя часть отсекающей трубки снабжена со своей внешней стороны ободком, кромка которой по периметру имеет закругленный профиль, приемное отверстие в днище емкости соответствует внешнему диаметру трубки. Днище емкости снабжено вокруг отверстия герметизирующим кольцом из маслостойкой резины, по периметру резинового кольца на высоту, превышающую высоту налива жидкости в емкость, расположены



1 – водная часть объемной пробы; 2 – слой нефти над водой; 3 – отсекаТЕЛЬ с конической головкой; 4 – поплавок лепестковой формы; 5 – резиновая пробка; 6 – завихритель; 7 – вентиль для подачи растворителя; 8 – вентиль для перевода жидкости из отсекаТеля в делительную воронку; 9 – делительная воронка (ДВ); 10 – гибкая и прозрачная трубка для перевода жидкости из отсекаТеля в делительную воронку; 11 – насос для создания вакуума (аспиратор АМ-5); 12 – соединительная газоотводная трубка; 13 – резиновая пробка с двумя трубками

1 – water part of the bulk sample; 2 – oil layer above water; 3 – shut-off device with tapered head; 4 – petal float; 5 – rubber plug; 6 – turbulizer; 7 – valve for solvent injection; 8 – valve for pumping fluid from shut-off valve into the separation hopper; 9 – separation hopper; 10 – flexible and transparent tube for pumping fluid from shut-off valve into the separation hopper; 11 – pump for creating vacuum (aspirator AM-5); 12 – junction gas-vent tube; 13 – rubber plug with two tubes

### Рисунок 2 – Устройство для определения толщины слоя нефти над водой

### Figure 2 – Device for determination of thickness of oil layer above water

the tube against the external environment without considering this matter.

Paper [7] describes one method of fluid isolation from measuring tank. According to this method, the tube enters crude clay providing isolation of the sample against the surrounding fluid. This method is labor-consuming, it requires the presence of clay and leakage is also possible.

The paper suggests the following technical addition to the known methods for evaluation of bulk sample composition. The lower part of the shut-off tube is fitted with the rim on the outside. The rim edge is rounded; suction hole in the bottom of the tank is of the same diameter as a tube. The area around the hole is sealed with an oil-resistant rubber ring. Guide bars are located around the perimeter of the rubber ring so that the height of bars is higher than the height of fluid in the tank. This is designed for lowering the shut-off tube vertically through the fluid in the tank. The upper part of guide bars is equipped with the internal high-pitch thread. The upper part of the shut-off tube is equipped with the external thread with the same pitch for establishing connection between the tube and the bottom of the tank and pressing rounded rim edge to the rubber ring. The upper part of the tube is equipped with the steering wheel for revolving the tube around its axis and running and retrieving the tube out of the tank.

Figure 2 demonstrates the assembly diagram and

направляющие стержни для удобного и вертикального спуска отсекающей трубки сквозь набранную в емкость жидкость. В верхней части направляющих стержней расположена внутренняя резьба с крупным шагом, а в верхней части отсекающей трубки расположена ответная внешняя резьба с аналогичным шагом для осуществления соединения трубки и днища емкости и прижатия закругленной кромки ободка трубки к резиновому кольцу. Верхняя часть трубки снабжена поворотным штурвалом для вращения трубки вокруг своей оси и проведения спуска и подъема трубки из емкости.

Схема устройства и взаимное отношение составных частей заявляемого устройства приведены на рис. 3.

Направляющие стержни 7 выполнены в виде полосообразных пластин, расположенных по окружности и соосно отверстию в днище емкости 10. Для придания неподвижности в верхней части стержни 7 объединены кольцом жесткости 11.

Устройство эксплуатируется следующим образом. В емкость 10 подают продукцию нефтедобывающей скважины до тех пор, пока уровень жидкости 12 не приблизится до верхних – закругленных частей направляющих стержней 7. Не дожидаясь гравитационного разделения скважинной продукции в емкости на нефть и воду, начинают отбор пробы для последующего анализа в аналитической лаборатории. Трубку 1 поднимают за штурвал 9 и плавно опускают в пространство между направляющими стержнями 7. Отсекающую трубку опускают по направляющим стержням до момента соприкосновения двух частей резьбовой пары, то есть элементов 5 и 6. Путем поворота корпуса 1 вдоль своей оси на несколько полных оборотов (1 оборот – 360°) трубка 1 вводится в резьбовое соединение пары 5–6, тем самым происходят два события:

- отсекающая трубка жестко крепится к направляющим стержням и днищу емкости 10;
- происходит герметизация внутреннего пространства трубки 1 от остальной жидкости, находящейся в емкости благодаря торцевой герметизации путем прижатия закругленной кромки 3 ободка 2 к кольцу 4.

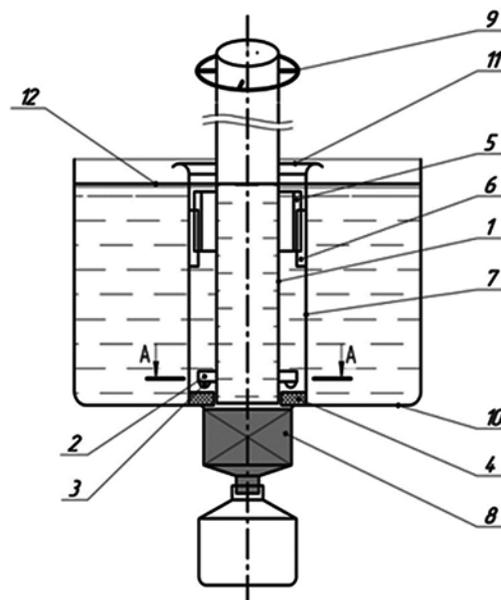
В отсекающей трубке будет находиться жидкостной состав, аналогичный отобранной в емкость скважинной жидкости, поэтому такая отсеченная проба будет объективно характеризовать обводненность продукции скважины. Находящаяся в трубке жидкость сливается в тару путем открытия шарового вентиля 8, и в дальнейшем ее состав определяют в лабораторных условиях.

## ВЫВОДЫ

1. На многих нефтедобывающих скважинах отсутствует возможность одномоментного перевода скважинного потока в

mutual arrangement of the elements of the suggested device.

Guide bars 7 are designed as strip-like plates mounted around the perimeter of the rubber ring in alignment with the axis of the hole in the bottom of the tank 10. The upper part of bars is equipped with the stiffening ring in order to provide immobility of the bars.



- 1 – отсекающая трубка;  
 2 – ободок трубки;  
 3 – кромка ободка с закругленным профилем;  
 4 – резиновое герметизирующее кольцо;  
 5 – внешняя соединительная резьба на трубке;  
 6 – ответная внутренняя соединительная резьба на направляющих стержнях;  
 7 – направляющие стержни;  
 8 – шаровой вентиль;  
 9 – поворотный штурвал;  
 10 – емкость для сбора скважинной продукции;  
 11 – кольцо жесткости стержней;  
 12 – максимально возможный уровень жидкости в емкости
- 1 – shut-off tube;  
 2 – tube rim;  
 3 – rounded rim edge;  
 4 – rubber sealing ring;  
 5 – external connecting thread on the tube;  
 6 – internal connecting thread on the guide bars;  
 7 – guide bars;  
 8 – ball valve;  
 9 – steering wheel;  
 10 – tank for well fluid;  
 11 – stiffening ring for bars;  
 12 – the highest possible fluid level in the tank

**Рисунок 3 – Схема устройства по отбору представительной пробы из объемной пробы скважинной продукции**  
**Figure 3 – Assembly diagram for collection of representative sample from bulk sample of well fluid**

The assembly is used in the following way. Fluid from oil production well is pumped into the tank 10 until fluid level 12 rises to the upper rounded elements of guide bars 7. Collection of sample for the subsequent laboratory study is started before gravity

накопительную емкость объемом 1–3 м<sup>3</sup>. Для таких скважин уточнена методология отбора, состоящая в необходимости измерения объема жидкости в колонне НКТ и поддержания давления на выкидной линии скважины, равного рабочему устьевому давлению скважины.

- Из множества технических решений по определению толщины слоя нефти над водой выбран способ, основанный на снижении вязкости нефти и переводе смеси нефти и растворителя в измерительную делительную воронку. Разработанное устройство пригодно и для оценки масштаба аварийно излившейся нефти на поверхности озера, болота или реки.
- Выполнена детализация узла стыковки отсекающей трубки с дном емкости для сбора объемной скважинной пробы. Резьбовое соединение по внешней стороне отсекающей трубки обеспечивает сжатие торцевого уплотнения и гарантирует сохранность отсеченной пробы скважинной продукции.

Приведенные в статье новинки и детализации известных решений должны повысить точность измерений обводненности скважинной продукции объемным методом. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

- 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.
- Повышение точности замеров обводненности продукции нефтяных скважин/Ф.Д. Шайдуллин, И.М. Назмиев, И.З. Денисламов, А.Ф. Аминов//Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 5. – С. 29–31.
- 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.
- 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.
- Денисламов И.З., Ишбаев Р.Р., Муратов И.Ф. Способ определения толщины слоя нефти над водой и устройство для его реализации// Патент РФ на изобретение 2623412. Оpubл. 15.05.2017.
- Чудин В.И. Об отборе образцовой пробы из потока продукции скважины»//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2003. – № 12. – С. 11–16.
- Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин: учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.

separation of the well fluid in the tank into oil and water. Tube 1 is lifted by wheel 9 and then smoothly lowered into the space between guide bars 7. The shut-off tube is lowered along the guide bars until the contact of two threads 5 and 6. Tube 1 is lowered into the thread connection 5–6 by rotating it along its axis in several full circles (1 full circle – 360°), this leads to the following:

- shut-off tube is firmly fixed to guide bars and the bottom of the tank 10;
- this seals off the inner space of the tube 1 against other fluid in the tank due to frontal pressing of the rounded edge 3 of the rim 3 to the ring 4.

The fluid composition in the shut-off tube is identical to that in the tank that is why this shut-off sample will be representative for determination of water cut in well fluid. The fluid in the tube is discharged in container by opening ball valve 8. Then, the composition of this sample is evaluated in laboratory.

#### CONCLUSIONS

- In many oil production wells it is impossible to collect well fluid into the tank with the volume 1–3 м<sup>3</sup>. Methodology of sampling in these wells is improved. This improvement deals with the need to measure fluid in tubing and maintain production line pressure that is equal to the nominal operation wellhead pressure.
- One method was selected from many technical solutions for determination of the thickness of the oil layer above water. This method is based on decreasing oil viscosity and discharging mixture of oil and solvent into measuring separation hopper. The developed assembly may be applied for evaluation of oil spill emergency scale over lake, wetland or river surfaces.
- The paper specifies the connection between the shut-off tube and the bottom of the tank for collection of the bulk sample. Thread connection on the outside of the shut-off tube provides compression of the face seal and secures the shut-off sample of the well fluid.

Innovations and specification of known solutions described in the paper will improve accuracy of measurement of water cut in well fluid using a bulk method. ☉

Наш адрес в интернете

[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН



*Предназначено для выполнения операций промывки в горизонтальных и других типов скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости или в скважинах с протяженными горизонтальными участками.*

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

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

*Диаметр компоновки, мм: 54...76;*

*Диаметр ГНКТ, мм: 38,1×22,2/50,8×25,4/60,3×31,8;*

*Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;*

*Максимальная длина скважины по стволу, км: до 3*



# Востребованными становятся сложные работы – там, где заказчик видит эффект от применения колтюбинга

## Complex Works Are Demanded – Where the Customer Sees the Efficiency of Coiled Tubing Technologies' Application

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает Р.М. Ахметшин, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис».

Рубин Мударисович Ахметшин родился 11 ноября 1961 года в Лениногорске, Республика Татарстан. Окончил Уфимский нефтяной институт. Трудовую деятельность начал в 1982 году в должности помощника бурильщика Лениногорского управления буровых работ. С 1991 года работал в Лениногорском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин мастером КРС, инженером технологического отдела, начальником отдела. С 2002 года работал в Актюбинском управлении канатно-контейнерных и пакерных методов – УКК и ПМ (с 2008 года – ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис») в должности главного инженера. В настоящее время – заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис».

**«Время колтюбинга»: Рубин Мударисович, с момента нашего с Вами прошлого интервью (№ 4 (050), декабрь 2014 года) прошло достаточно много времени. Какие основные тенденции развития ООО «ТаграС-РемСервис» на этом временном отрезке Вы бы отметили?**

**Рубин Ахметшин:** Мы стремимся развивать все более сложные виды работ, производимых с помощью колтюбинга. Поскольку традиционные наши работы – промывки и обработки призабойной зоны – вышли на определенный уровень, который уже сложно превысить, а объемы наращивать необходимо, мы стараемся часть работ, которыми раньше занимался традиционный тяжелый КРС с подъемными агрегатами, проводить с колтюбингом. К этим работам относятся герметизация колонн, отключение, возвраты на верхние горизонты, подготовка скважин к зарезке боковых стволов, бурение скважин. Мы попробовали совместно с «Татнефтью» провести в качестве ОПР работы по бурению скважин малого диаметра. Программа называется «Бурение скважин по уплотняющей сетке». Она предполагает бурение на уже разведанные горизонты, причем бурятся скважины не традиционного диаметра, а малого (102 мм, 124 мм, 140 мм). Это позволяет сократить затраты и повысить эффективность. Под такое бурение требуются и станки меньшей мощности, и трубы меньшего диаметра, и более легкие металлоконструкции, и



*"Coiled Tubing Times" journal is interviewing R.M. Akhmetshin, deputy director of "TagraS-RemServis" - the head of the enterprise "Akt'yubinskRemServis".*

*Rubin Mudarisovich Akhmetshin was born on November 11, 1961 in Leninogorsk, the Republic of Tatarstan. He graduated from Ufa Oil Institute and in 1982, got his first job as a Driller Assistant at Leninogorsk Drilling Department. In 1991 he was employed by Leninogorsk Production Enhancement and Well Workover Department as a Well Workover Operator. Then he was an Engineer of Technologies Department and the Head of this Department. Starting from 2002, he has been working as the Chief Technology Officer at Akt'yubinsk Department of Cable-Container and Packer Methods (Tatneft-Akt'yubinskRemService starting from 2008). Currently – deputy director of "TagraS-RemServis" – the head of the enterprise "Akt'yubinskRemServis".*

**Coiled Tubing Times: Rubin Mudarisovich, since our latest interview with you (No. 4 (050), December 2014), quite a long time has passed. What main trends of development of "TagraS-RemServis" on this time interval would you note?**

**Rubin Akhmetshin:** We are striving to develop ever more complex types of work done with the help of coiled tubing. Since our traditional works – flushing and treating the bottomhole zone – have reached a certain level, which is already difficult to exceed, and volumes need to be increased, we try to carry out coiled tubing with some of the work that was previously performed by traditional heavy workover with lifting equipment. These works include the sealing in, shutdown, returns to the upper horizons,

цемента меньше. Часть подобных работ мы решили производить с помощью колтюбинга, бурили на гибкой трубе диаметром 44 мм. Привлекли для этих операций компанию NOV, которая предоставила свою телесистему и инструмент для ориентации забойного двигателя.

**ВК: Наш журнал писал об этих работах. В № 2 (060), июнь 2017 года, опубликована статья регионального руководителя департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия/СНГ» компании NOV Алёны Захаровой «Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ», в которой подробно рассказано о применявшемся оборудовании и о сложностях, возникших в процессе бурения.**

**Р.А.:** Да, надо сказать, что, несмотря на обнадеживающие результаты, ожидаемого эффекта от этих работ мы не получили: или мы не могли добиться эффективной скорости бурения, или не удавалось удержать угол при направленном бурении.

**ВК: Но ведь делались предварительные расчеты?**

**Р.А.:** Расчеты, конечно, были, но заказчика не устраивает та скорость, которую мы обеспечиваем при направленном бурении с колтюбингом. Сроки строительства скважин традиционным бурением составляют 6–7 суток, а колтюбингу сложно обеспечить такие скорости.

**ВК: Какие у Вас есть идеи для решения этой проблемы?**

**Р.А.:** На основе опытных работ, проведенных в начале нынешнего года, стало понятно, что гибкая труба диаметром 44 мм, с которой мы работали, не обеспечивает должной эффективности бурения. Нами был изучен опыт других компаний, применявших колтюбинговое бурение, в частности, «Белоруснефти», которая работает на трубе диаметром 50 мм, и «Сургутнефтегаза», который бурит с помощью трубы диаметром 60 мм. Мы пришли к выводу, что для достижения нормальной скорости бурения нужно задействовать трубу диаметром 73 мм. В настоящее время мы прорабатываем с СЗАО «ФИДМАШ» вопрос возможности изготовления соответствующей колтюбинговой установки или переоборудования одной из работающих у нас установок под работу с 73-й трубой.

**ВК: В Вашей компании работают колтюбинговые установки тяжелого класса?**

**Р.А.:** Да, у нас «тридцатки».

**ВК: В прошлом интервью Вы говорили об ограничениях технологии колтюбингового бурения. Изменилось ли Ваше мнение с учетом непосредственного опыта таких работ?**

**Р.А.:** У меня пока сохраняется скептическое отношение. Сегодня стоимость бурения скважин бригадами бурения или традиционного

preparing wells for sidetracking, drilling wells. Together with Tatneft we tried to conduct work on drilling small diameter wells as experimental programme. The program is called "Drilling wells on the sealing grid." It assumes drilling on already explored horizons, and bore wells not of traditional diameter, but small (102 mm, 124 mm, and 140 mm). This reduces costs and improves efficiency. Lower-power machines, smaller diameter tubes, lighter metal structures, and cement are required for such drilling. We decided to do some of the work applying coiled tubing, drilled on a coiled tubing with a diameter of 44 mm. We invited NOV Company to these operations, which provided its tele system and a tool for downhole motor orientation.

**CTT: There was an article about these works in our journal. In the number 2 (060), June 2017. Alyona Zakharova, the regional head of the "Equipment for coiled tubing, Russia / CIS" department of NOV Company, "Performing of Coiled Tubing Drilling Operations", was published, detailing the equipment used and the difficulties encountered during the drilling process.**

**R.A.:** Yes, I must say that, despite encouraging results, we did not get the expected effect from these works: either we could not achieve an effective drilling speed, or we could not keep the angle with directional drilling.

**CTT: But I am preliminary calculations were made, weren't they?**

**R.A.:** The calculations, of course, have been made, but the customer was not satisfied with the speed that we provided with directional drilling with coiled tubing. Timing of well construction with traditional drilling is 6–7 days, and it is difficult to provide such speeds with coiled tubing.

**CTT: What ideas do you have to solve this problem?**

**R.A.:** Based on the experimental work carried out at the beginning of this year, it became clear that a coiled tubing with a diameter of 44 mm, with which we worked, does not ensure proper drilling efficiency. We have studied the experience of other companies that use coiled tubing drilling, in particular, "Belorusneft", which operates on a 50mm diameter coiled tubing, and "Surgutneftegaz" that drills with a coiled tubing with diameter of 60mm. We came to the conclusion that in order to achieve a normal drilling speed, we need to use a coiled tubing with a diameter of 73 mm. At present, we are working with FIDMASH on the possibility of manufacturing an appropriate coiled tubing unit or re-equipping one of our working units for work with the 73rd coiled tubing.

**CTT: Does your company have heavy class coiled tubing units?**

**R.A.:** Yes, we have MK30-T.

капитального ремонта скважин, работающими с обычными подъемными агрегатами, в условиях Татарстана достаточно низкая. Колтюбинговому бурению будет очень сложно с ними конкурировать, поскольку стоимость бригадо-часа, комплектующих, гибкой трубы, сопутствующего оборудования окажется существенно выше. Перспективное направление для нашего предприятия – это многозобойные, горизонтальные скважины. В этих сегментах наши услуги могут быть весьма востребованы. Но для успешного выполнения таких работ нам нужно перевооружиться: перейти на работу с гибкой трубой диаметром 60 мм или лучше 73 мм. Но и здесь нужно будет преодолевать ограничения, поскольку есть законодательство по нагрузкам на ось при перемещении крупногабаритных грузов. Мы подсчитали, что будет невозможно транспортировать колтюбинговую установку с гибкой трубой диаметром 73 мм в собранном виде по трассе. Нужно будет практически все разобрать, отдельными блоками перевезти, а потом на месте работ все снова собрать. Это повлечет дополнительные затраты, которые заказчик вряд ли сможет нам компенсировать. Поэтому одним из вариантов остается использование гибкой трубы диаметром 60 мм. В настоящее время мы изучаем опыт зарубежных компаний, планируем посетить Хьюстон, посмотреть, как ведутся работы там, возможно, перенять опыт.

**ВК: У «ТаграС-РемСервиса» имеются впечатляющие достижения в области селективных обработок скважин. Расскажите, пожалуйста, об этих работах.**

**Р.А.:** Это не только наши успехи, поскольку здесь мы работаем совместно с компанией «Шлюмберже». Наша задача – доставка оборудования до необходимого интервала, а сами работы по поиску и попаданию в стволы проводит «Шлюмберже». Но мы в этом направлении планируем развиваться, нарабатывать собственные технологии. В скором будущем, я думаю, мы сможем успешно конкурировать в этом сегменте с международными сервисными компаниями.

**ВК: Это очень важно в современных условиях. И все-таки много ли, если так можно выразиться, незакрытых мест остается? Тех видов работ, которые пока по силам только международным компаниям?**

**Р.А.:** Я бы не сказал, что много. Наоборот, я считаю, что санкции подвигли российские компании к активному импортозамещению. Я вижу, что очень многие работы, которые раньше выполняли исключительно зарубежные фирмы, сегодня делают и российские компании. На рынке не может быть вакуума. Если есть спрос, то предложения обязательно придут. Если мы видим перспективный сегмент, то мы его стараемся заполнить: вкладываем инвестиции, приобретаем оборудование. Да, остался еще высокотехнологичный сегмент, который мы пока не можем освоить. Но прогресс не стоит на

**CTT: In the previous interview you told us about the limitations of coiled tubing drilling technology. Has your opinion changed taking into account the direct experience of such works?**

**R.A.:** I still have a skeptical attitude. Today, the cost of drilling wells by drilling brigades or traditional well workover, working with conventional lifting equipment, is quite low in Tatarstan. Coiled tubing drilling will be very difficult to compete with them, as the cost of brigade-hour, components, coiled tubing, associated equipment will be much higher. A promising direction for our company is multi-hole, horizontal wells. In these segments, our services can be very in demand. However, for the successful execution of such work, we need to rearm: go to work with a coiled tubing with diameter of 60 mm or better, 73 mm. Nevertheless, here too it will be necessary to overcome restrictions, since there is legislation on axle loads when moving bulky cargo. We calculated that it would be impossible to transport a coiled tubing unit with a coiled tubing with a diameter of 73 mm in assembled form along the road. It will be necessary to disassemble everything, move individual blocks, and then collect everything again on the job site. This will entail additional costs, which the client is unlikely to be able to compensate for. Therefore, one of the options remains the use of a coiled tubing with a diameter of 60 mm. Currently we are studying the experience of foreign companies, we plan to visit Houston, see how the work is being done there, possibly to learn from experience.

**CTT: TagraS-RemServis has impressive achievements in the field of selective well treatment. Please tell us about these works.**

**R.A.:** This is not only our success, because here we work together with Schlumberger. Our task is to deliver the equipment to the required interval, and Schlumberger itself carries out the work on the search and getting into the trunks. But we are planning to develop in this direction, to develop our own technologies. In the near future, I think, we will be able to successfully compete in this segment with international service companies.

**CTT: This is very important in modern conditions. And yet, how much, if I may say so, of the unenclosed remains are there? Those types of work, which so far can be done only by international companies?**

**R.A.:** I would not say, that there is a lot of unenclosed remains. On the contrary, I believe that sanctions have led Russian companies to active import substitution. I see that many of the works that were previously performed exclusively by foreign companies are now being done by Russian companies. There can not be a vacuum in the market. If there is a demand, then the proposals will definitely come. If we see a promising segment, then we are trying to fill it: investing, acquiring

месте. На отраслевых выставках я вижу много отечественного оборудования, аналогичного импортному. Почему же его не использовать, тем более имея опыт работы с зарубежными компаниями? В наших планах тоже стоит выпуск инновационного оборудования. В ближайшем будущем мы собираемся наладить его производство.

**ВК: А как экономическая ситуация влияет на отношения заказчика и подрядчика? Существует мнение, что в условиях невысоких цен на нефть наиболее уязвим сегмент высокотехнологичного нефтегазового сервиса.**

**Р.А.:** Конечно, в нынешних условиях заказчик не будет вкладываться в работы, у которых неопределенная эффективность. Но в то же время проводятся опытные работы, в том числе и высокотехнологичные, успешность которых практически гарантирована. В «Татнефти» мы много таких работ проводим.

**ВК: А рискованные работы?**

**Р.А.:** Рискованные работы проводятся по программе ОПИ и ОПР, и если получается хороший результат, то такие работы немедленно тиражируются. Это я на опыте «Татнефти» могу утверждать. Например, мы провели многостадийный ГРП, получили по определенному проекту эффект – и этот опыт сразу тиражируется.

**ВК: В программе секции «Технологии и оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса», организованной в рамках технической программы 14-й Международной выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/ MIOGE 2017 под эгидой ICoTA-Россия, Вы выступили с докладом «Способы вскрытия колонны при многостадийном ГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками», вызвавшим большой интерес аудитории. Одноименная публикация на основе Вашей презентации размещена в прошлом номере (№ 3 (061), сентябрь 2017 года) нашего журнала. Очевидно, в этой работе речь идет именно о таком эффективном инновационном проекте?**

**Р.А.:** Технология многостадийного ГРП применяется давно и повсеместно. Единственное, что для нас оказалось новым, – это способы вскрытия колонны при МГРП. Мы проанализировали три способа вскрытия: кумулятивную перфорацию, гидropескоструйную перфорацию и перфорацию прокалыванием. Сравнили эти три вида, определили их плюсы и минусы.

**ВК: Какие компании выступают в роли заказчиков ООО «ТагРА-РемСервис»?**

**Р.А.:** Мы работаем на основного заказчика – ПАО «Татнефть», а с недавних пор выполняем заказы и для ПАО «Оренбургнефть» – компании, входящей в состав «Роснефти».

equipment. Yes, there is still a high-tech segment, which we can not yet master. But progress does not stand still. At industry exhibitions I see a lot of domestic equipment, similar to imported equipment. Why not use it, especially with experience working with foreign companies? In our plans, too, is the release of innovative equipment. In the near future we are going to establish its production.

**CTT: And how does the economic situation affect the relationship of the customer and the contractor? There is an opinion that in the conditions of low oil prices, the segment of high-tech oil and gas service is the most vulnerable.**

**R.A.:** Sure, in the current circumstances, the customer will not invest in jobs that have undetermined efficiency. But at the same time, experimental work is carried out, including, high-tech, the success of which is almost guaranteed. In Tatneft, we do a lot of such work.

**CTT: And what can you say about risky work?**

**R.A.:** Risky work is carried out under the program of pilot testing and industrial experiment works, and if a positive result is obtained, such work is immediately replicated. I can confirm this on the basis of Tatneft's experience. For example, we carried out multi-stage hydraulic fracturing, got the effect for a certain project – and this experience is immediately replicated.

**CCT: In the program of the section "Technologies and equipment for high-tech oil and gas service", organized within the framework of the technical program of the 14th International Exhibition "OIL AND GAS"/ MIOGE 2017 under the auspices of ICoTA-Russia, you made a presentation "Methods of opening a column in multi-stage fracturing in wells with cemented shanks", which caused great interest of the audience. The same publication based on the presentation was placed in the previous issue (No. 3 (061), September 2017) of our journal. Obviously, in this work the speech of the idea is about such an effective innovative project?**

**R.A.:** The technology of multi-stage hydraulic fracturing is used for a long time and everywhere. The only thing that turned out to be new for us is the methods of opening the column under the MGRP. We analyzed three methods of dissection: cumulative perforation, hydro-sandblast perforation and perforation. After comparing these three types, we identified their pros and cons.

**CTT: Which companies act as the customers of TagRA-RemServis?**

**R.A.:** We work for the main customer – Tatneft, and recently we have also carried out orders for Orenburgneft, a company that is a part of Rosneft.

**ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса, по Вашему мнению, наиболее активно развиваются в России?**

**Р.А.:** Про всю Россию сказать не могу, но в Татарстане сейчас широко внедряется многостадийный ГРП: бурятся горизонтальные многозабойные скважины, поэтому востребованы прежде всего технологии МГРП как с применением колтюбинга, так и без него. Также востребованы работы по обработке призабойных зон, селективные обработки, технологии попадания в стволы многозабойных скважин.

**ВК: Вы верите в дальнейшее развитие отечественного нефтегазового сервиса? Стагнация не наступит?**

**Р.А.:** Конечно, верю! Выживут наши нефтяники, найдут пути – у меня никаких сомнений в этом нет. Думаю, пройдет год-полтора, мы переживем этот период, а потом все начнет нормализоваться. За много лет работы я видел и взлеты, и падения, но все равно общий рост идет вперед, если рассматривать динамику. Что касается колтюбинговых технологий, то, например, у нашего предприятия ежегодно растут объемы работ. Просто сейчас происходит перераспределение видов работ: более дешевые, более простые виды уходят, а более востребованными становятся сложные работы – там, где заказчик видит эффект от применения колтюбинга. Я много лет работаю, и у меня такое мнение: когда у заказчика есть проблемы с добычей нефти, то он вспоминает о высокотехнологичных работах, и нет у него альтернативы применению колтюбинга, ГРП. Нет! Поэтому для развития технологий ГРП и ГНКТ, думаю, перспективы всегда будут.

**ВК: Ваши пожелания журналу «Время колтюбинга».**

**Р.А.:** Журнал мне нравится. Я всегда с удовольствием его читаю. Желаю дальше развиваться, привлекать больше новых авторов, прежде всего подрядчиков, которые непосредственно выполняют работы.

**ВК: Вы, Рубин Мударисович, как раз и являетесь примером такого автора. Ваши публикации отличаются конкретикой, Вы щедро делитесь своим богатейшим опытом.**

**Р.А.:** Есть такая поговорка: перенимай с гордостью, а делись открыто. Мы всегда показываем, что и как можно сделать с помощью гибкой трубы.

Иногда я слышу упреки по этому поводу, дескать, зачем рассказывать конкурентам, ведь у нас рынок... Возможно, потому, что я воспитан в советских традициях, я всегда открыто делюсь опытом, потому что как иначе другим учиться, у кого перенимать?

**ВК: Большое спасибо за интервью. Новых Вам успехов!**

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

**CTT: What technologies of oil and gas service, in your opinion, are most actively developed in Russia?**

**R.A.:** I can not say about the whole of Russia, but in Tatarstan now multi-stage hydraulic fracturing is being widely introduced: horizontal multi-hole wells are being drilled; therefore, the MGDR technologies are in demand primarily with the use of coiled tubing, and without it. Work is also in demand on the treatment of bottom hole zones, selective treatments, technologies for entering the trunks of multi-hole wells.

**CTT: Do you believe in the further development of domestic oil and gas service? Stagnation will not come?**

**R.A.:** Of course I believe! Our oilmen will survive, they will find ways – I have no doubts in this. I think it will be a year or a year and a half, we will survive this period, and then everything will start to normalize. For many years of work, I have seen ups and downs, but still overall growth, goes forward, if we consider the dynamics. As for coiled tubing technologies, for example, our company annually grows the amount of work. Just now there is a redistribution of types of work: cheaper, simpler species go, and more demanding are complex works – where the customer sees the effect of using coiled tubing. I have been working for many years, and I have such an opinion: when the customer has problems with oil production, he recalls high-tech jobs, and he has no alternative to using coiled tubing, hydraulic fracturing. No! Therefore, for the development of technologies of hydraulic fracturing and coiled tubing, I think the prospects will always be.

**CTT: Your wishes to "Coiled tubing times" journal.**

**R.A.:** I like the journal. I always read it with pleasure. I wish you to continue to develop, to attract more new authors, first of all, contractors who directly carry out the work.

**CTT: Rubin Mudarisovich, you are just an example of such an author. Your publications are specific; you are generous in sharing your rich experience.**

**R.A.:** There is a saying: take with pride, and share openly. We always show what and how to do with a coiled tubing. Sometimes I hear reproaches about this, say, why tell the competitors, because we have a market... Perhaps because I was brought up in Soviet traditions, I always openly share experiences, because how else can others learn from whom to adopt?

**CTT: Thank you very much for the interview. We wish you success!**

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



**НЕФТЬ  
ТРАНС  
СЕРВИС**  
РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО  
ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

445035, Россия,  
Самарская обл.,  
г. Тольятти  
ул. Индустриальная, д. 1,  
стр. 61

Т. +7 (8482) 55-72-56,  
55-72-57, 55-72-59  
info@n-ts.ru  
ooo\_nts@inbox.ru  
www.n-ts.ru



Компания ООО «Нефтьтранссервис» является разработчиком и производителем химических реагентов для кислотных обработок ПЗП и кислотного ГРП.

#### Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

- стабилизатор ионов железа «AS-IR»
- ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»
- диспергатор (противоосадочный агент) «AS-DI»
- деэмульгатор кислотно-нефтяных эмульсий «AS-DA»
- безполимерный кислотный загеливатель «AS-SI»
- эмульгатор «RQ-737» для приготовления нейтральных эмульсий обратного типа
- пенообразователь кислотный «ПСГ-1»
- термо-пеногенерирующий состав «ОПС-1»
- взаимный растворитель «ZR-55»
- углеводородные ароматические растворители марок «PR-10», «MR-30,50,70»

Наша цель — это производство конкурентоспособной, высокоэффективной химической продукции с точки зрения качества и технологий.



#### ООО «Нефтьтранссервис» предоставляет полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению:

1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объемом 15 м<sup>3</sup> и 20 м<sup>3</sup> на базе вездеходов КАМАЗ.

Мы постоянно модернизируем и расширяем линейку поставляемых реагентов. В компании ООО «Нефтьтранссервис» разработкой и внедрением химических решений занимаются высококвалифицированные специалисты, имеющие богатый опыт работы.

Вся наша продукция соответствует самым жестким стандартам и требованиям отрасли. Химические реагенты «Нефтьтранссервис» уже несколько лет успешно применяются на месторождениях Урало-Поволжья, Сибири и Республики Казахстан.

# Наша бригада – одно целое We Work as a Team

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает Н.А. Тараленко, бригадный механик, ООО «Интегра-Сервисы».

*Coiled Tubing Times Journal is interviewing N. Taralenko, brigade mechanic, Integra-Services.*

**«Время колтюбинга»: Николай Андреевич, какое колтюбинговое оборудование используется в Вашей бригаде?**

**Николай Тараленко:** Мы работаем на колтюбинговой установке производства СЗАО «ФИДМАШ», которой восемь лет. Все работы выполняются адекватно. У нас очень хорошие механики, поэтому оборудование поддерживается в работоспособном состоянии. Всего в нашей компании задействовано пять колтюбинговых комплексов.

**ВК: Какого класса установки применяются?**

**Н.Т.:** Четыре флота – пятиосники МК20Т и одна установка – модернизированная М-20. На всех установках стоят инжекторы с тяговым усилием 27 т.

**ВК: В каких регионах проводятся работы?**

**Н.Т.:** В Западной Сибири, конкретнее – в ХМАО.

**ВК: Какие компании выступают в роли заказчика работ?**

**Н.Т.:** Основной заказчик у нас «Роснефть». Три бригады производят работы для этой компании. Два остальных флота обслуживают компанию «Газпромнефть-Хантос».

**ВК: На каких работах специализируется Ваша бригада?**

**Н.Т.:** На промывках забоя скважины и освоении после ГРП, на геофизических работах с гибкой трубой... Основные объемы работ – это, конечно, промывка забоя скважины и освоение. Случаются и такие работы, как фрезерование, использование перфораторов, глушение скважин, кислотные обработки. Мы выполняем различные работы согласно требованиям, которые нам выдвигает заказчик. На сегодняшний день ничего невозможного для нашей компании нет. Работаем согласно плану. Процесс управляется ведущими специалистами. Используется современное оборудование и прогрессивные технологии. Все заинтересованы в том, чтобы добиться успехов – и



**Coiled Tubing Times: Nikolai Andreevich, what coiled tubing equipment does your brigade use?**

**Nikolai Taralenko:** We are working on a coiled tubing unit produced by FIDMASH, which is eight years old. All works are carried out adequately. We have very good mechanics, so the equipment is

maintained in a working condition. In total, five coiled tubing complexes are deployed in our company.

**CTT: What is the class of the units?**

**N.T.:** Four fleets - five-axle MK20T and one unit - modernized M-20. Injectors with a pulling force of 27 tons are installed on all these units.

**CTT: In which regions are the works carried out?**

**N.T.:** In Western Siberia, more specifically, in Khanty-Mansi Autonomous Okrug.

**CTT: What companies are job requestors?**

**N.T.:** Our main requestor is Rosneft. Three brigades are working for this company. The other two fleets are operating for Gazpromneft-Khantost.

**CTT: What works does your brigade specialize in?**

**N.T.:** While bottom-hole flushing and development after fracturing, when carrying out geophysical works with a coiled tubing... The main scope of work is, of course, wellbore cleanout and well development. There are also such works as milling, the use of perforating DPC, well-killing operations, acid treatments. We carry out various works in accordance with the requirements that the customer puts.

рабочие, и инженерно-технический состав, и руководство.

**ВК: Существуют ли в компании «Интегра-Сервисы» проблемы с подготовкой кадров для работы в бригадах?**

**Н.Т.:** С персоналом проблем практически нет, потому что у нас нефтяной регион. Костяк коллектива составляют местные кадры: инженерно-технические работники, механики постоянно живут в Сургуте, а остальная часть коллектива работает вахтовым методом. Обучение молодежи ведется путем наставничества. Учим, стараемся вывести на тот уровень, который необходим для качественного выполнения операций.

**ВК: Молодежи в бригадах много или по большей части работают опытные кадры?**

**Н.Т.:** Больше опытных кадров. Но молодежь тоже постоянно приходит. Для того чтобы молодой работник стал опытным кадром, нужно 2–3 года, поскольку только со временем он начинает работать эффективно.

**ВК: Какова численность бригады?**

**Н.Т.:** От 16 человек и более, включая вспомогательные операции. Мы работаем в круглосуточном режиме.

**ВК: Какую характеристику Вы можете дать своим коллегам?**

**Н.Т.:** У нас все бригады замечательные, все уникальные. Надежные парни работают, ровный коллектив. Все друг друга дополняют в процессе работы. Бригада – одно целое.

**ВК: Наш журнал Ваши коллеги читают?**

**Н.Т.:** Не буду утверждать, что регулярно, но читают. Рабочие даже больше читают, стараются получить новую информацию, задают нам вопросы, интересуются.

**ВК: Как влияет на Вашу работу нынешняя экономическая ситуация?**

**Н.Т.:** На нашем уровне влияние кризиса практически не ощущается. Оборудование у нас в основном белорусское, хотя есть и импортное. Всё работоспособно, долговечно, поддерживается на достойном уровне.

**ВК: Ваши пожелания коллегам, работающим в других регионах.**

**Н.Т.:** Самые наилучшие! Успешно работать, но поменьше создавать конкуренции «Интегра-Сервисам».

Вела беседу Ольга Лис, «Время колтюбинга»

To date, nothing is impossible for our company. We work according to plan. The process is managed by leading experts. Used modern equipment and advanced technology. All are interested in achieving success – that concerns our workers, as well as engineering and technical staff and leadership.

**CTI: Does the "Integra-Services" company have any problems with training personnel for work in brigades?**

**N.T.:** There are practically no problems with the personnel, because we work in a region that is rich in oil. The core team consists of local members: engineers and technicians, mechanics permanently live in Surgut, and the rest of the staff works as shift workers. Training of young people is conducted through mentoring. We study, we try to deduce on that level which is necessary for qualitative performance of operations.

**CTI: Are there many young people in the brigades or for the most part experienced workers?**

**N.T.:** The majority is experienced staff. But the youth is also constantly coming. In order for a young employee to become an experienced worker, it takes 2 to 3 years, because only with time he starts to work effectively.

**CTI: What is the size of the brigade?**

**N.T.:** 16 persons or more, including auxiliary operations. We work around the clock.

**CTI: What characteristics can you give to your colleagues?**

**N.T.:** By us all brigades are remarkable, all are unique. They are reliable guys, an even team. All of us supplement each other in the process of work. We work as a team.

**CTI: Do your colleagues read our journal?**

**N.T.:** I can not say that regularly, but they do. Workers even read more, they try to get new information, ask us questions, are show interest.

**CTI: How does the current economic situation affect your work?**

**N.T.:** At our level, the impact of the crisis is almost not felt. Our equipment is mostly Belarusian, although there is also imported one. Everything is workable, durable, maintained at a decent level.

**CTI: Your wishes to colleagues working in other regions.**

**N.T.:** The very best! To work successfully, but to create less competition for Integra-Services.

Interviewer – Olga Lis, Coiled Tubing Times

# Влияние САВ на эффективность кислотных обработок

## The Influence of Resinous-Asphaltenic Materials on the Acid Treatment Efficiency

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, З.Р. ДАВЛЕТОВ, П.С. МИХАЙЛОВА, кафедра «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности», НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

M. SILIN, L. MAGADOVA, L. DAVLETSHINA, R. DAVLETOV, P. MIKHAILOVA, department of "Technology of chemicals for oil and gas industry", Scientific-Educational Center (SEC) "Oilfield chemistry", Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Как известно, нефть является уникальной и чрезвычайно сложной природной коллоидной системой, содержащей одновременно все классы углеводородов, высокомолекулярные неуглеводородные соединения, различные газы и минеральные компоненты.

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) – сложные углеводородные компоненты нефти. Некоторые исследователи не разделяют эти понятия, считая их единым термином и определяя как сложную смесь высокомолекулярных соединений гибридной структуры. Несмотря на общую природу смол и асфальтенов, разделять эти вещества необходимо.

Смолы представляют собой вязкие жидкости или твердые вещества с молекулярной массой 450÷1500, плотностью 990–1080 кг/м<sup>3</sup>. В состав смол, растворимых в углеводородах нефти, высокомолекулярных гетероциклических соединений нефти, входит большое число химических элементов, основными из которых являются углерод, водород, кислород, сера, азот. Выделенные из нефти смолы имеют мазеобразную консистенцию и темно-коричневый цвет. В индивидуальном состоянии при низких концентрациях они полностью растворяются в жидких парафиновых углеводородах, нафтеновых и ароматических углеводородах, эфирах, хлороформе. С уменьшением молекулярной массы парафиновых углеводородов их растворяющая способность по отношению к смолам уменьшается. Содержание смол в нефтях может достигать 30% [1].

Асфальтены представляют собой высокомолекулярные (молекулярная масса составляет 1200–3000), труднорастворимые, гетероатомные соединения нефти темно-бурого или черного цвета плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup>, по химическому составу близки к смолам, как правило, содержание

It is well-known that oil is an unique and tremendously complex natural colloid system that contains all classes of hydrocarbons, high-molecular non-hydrocarbon compounds, different gases and mineral components.

Resinous-asphaltenic materials (RAM) – are complex hydrocarbon oil components. Some researchers do not divide these definitions, they consider it to be a single term and define it as a complex mixture of high-molecular compounds with hybrid structure. Even though resins and asphaltenes have a common origin, it is necessary to divide these materials.

Resins are viscous fluids or solid materials with molecular weight of 450÷1500 and density of 990–1080 kg/m<sup>3</sup>. Resins are high-molecular heterogeneous ring oil compounds that are soluble in oil hydrocarbons. Resins contain a high number of chemical elements, mostly carbon, hydrogen, oxygen, sulfur, nitrogen. Resins isolated from oil have a salve-like consistency and a dark-brown color. When separated at low concentrations, resins are fully soluble in liquid paraffin, naphthene and aromatic hydrocarbons, ethers and chloroform. As the molecular weight of paraffin hydrocarbons is reduced, dissolving capacity for resins decreases. Resins content in oil can reach 30% [1].

Asphaltenes are high-molecular (molecular weight can reach 1200–3000), hard-to-solve, heteroatomic oil compounds with dark-brown or black color and density of 1000 kg/m<sup>3</sup>. Asphaltenes chemical composition is similar to that of resins. Usually, content of hetero-atoms in asphaltenes can be set in the following order S>O>N. Asphaltenes have lower solubility in hydrocarbons as compared to resins: asphaltenes are solved in aromatic hydrocarbons, diethyl ether, alcohol-benzol mixtures, chlorinated organic compounds and carbon disulfide; it is not solved in paraffins. Asphaltenes with molecules size of 1 nm are completely soluble only at low

гетероатомов в асфальтенах можно расположить в ряд:  $S > O > N$ . Асфальтены обладают меньшей растворимостью в углеводородах, чем смолы: растворяются в ароматических углеводородах, диэтиловом эфире, спирто-бензольных смесях, хлорорганике, сероуглероде и не растворяются в парафинах. Полное растворение асфальтенов с размерами молекул порядка 1 нм происходит только при низких концентрациях (до десятка долей процента). Однако даже в разбавленных холодных растворах или с увеличением концентрации асфальтеновые молекулы ассоциируют между собой до формирования более сложных коллоидно-дисперсных агрегатов с повышенной молекулярной массой или выделяются в отдельную фазу, что затрудняет точное определение их индивидуального молекулярного строения и размеров. Асфальтены в нефти имеют очень высокую степень дисперсности. Характерной особенностью асфальтеновых фракций является отсутствие точки плавления, они становятся пластичными при температуре 300 °С, при более высокой температуре разлагаются с образованием газообразных и жидких веществ и твердого остатка – кокса [1].

Отличие смол и асфальтенов – в их способности к самоассоциации: молекулярные агрегаты образуют лишь молекулы асфальтенов [2].

Считается, что при превышении концентрации выше концентрации насыщения высокомолекулярные соединения, к которым и относятся САВ, образуются ассоциаты – нефтяные дисперсные системы (НДС). Устойчивость НДС определяется в основном составом сольватной оболочки, окружающей асфальтеновые наноконплексы. При увеличении концентрации смол уменьшаются скорость роста агрегатов и их количество и, соответственно, масса выпадающих в осадок асфальтенов. Чем меньше толщина сольватного слоя, тем выше структурно-механическая прочность НДС (так как сольватные оболочки имеют определенную упругость и стремятся оттолкнуть друг от друга частицы НДС). Большинство устойчивых дисперсных систем кроме дисперсной фазы и дисперсионной среды содержат еще и 3-й компонент, являющийся стабилизатором дисперсности. Стабилизатором могут быть как ионы, так и молекулы, в связи с чем различают два механизма стабилизации дисперсных систем: электрический и молекулярно-адсорбционный. Очень эффективна стабилизация дисперсных систем высокомолекулярными соединениями и ПАВ, которые адсорбируются на границе раздела фаз и предотвращают слипание дисперсных частиц [3].

concentrations (up to tenths of a percent). However, asphaltene molecules associate with each other even in diluted cold solutions or when concentration is increased. They form more complex colloid dispersion aggregates with increased molecular weight or precipitate into a different phase that makes it harder to define its molecular structure and size. Asphaltenes have a very high dispersion degree in the oil. One of the distinctive properties of asphaltene fractions is – they have no melting point, asphaltene become a plastic material at a temperature of 300°C, at higher temperatures they dissolve into gaseous and liquid fluids and solid residue – coke [1].

Asphaltenes differ from resins by its self-association ability: only asphaltene molecules form molecular aggregates [2].

It is considered that when concentration of high-molecular compounds – resins and asphaltene – exceeds saturation concentration, associates – oil dispersion systems – develop. Consistency of oil dispersion systems is determined mostly by a composition of solvation shell surrounding asphaltene nanocomplexes. Increase of resin concentration leads to a decrease of aggregate growth speed and its number and relatively to a decrease of weight of precipitating asphaltene. The thinner the solvation shell is, the higher the structural and mechanical properties of oil dispersion system are (because solvation shells are elastic enough to repel dispersion particles from each other). Most of stable dispersion systems contain the third component along with dispersion medium and dispersion phase. This component is a dispersion stabilizer. Stabilizer can be either ions or molecules; that is why there are two mechanisms of stabilization of dispersion systems: electric and molecular-adsorptive. Stabilization of dispersion systems with high-molecular compounds and surfactants is very effective because these elements are adsorbed at the interphase boundary thus preventing adhesion of dispersion particles [3].

During oil field development pressure-temperature conditions of reservoir change due to long water flooding period. It leads to an increase in oil density thus affecting stability of structural oil components. Any change in external conditions can lead to development of large aggregates of high-molecular hydrocarbons, resins and asphaltene.

During acid treatments that are regularly performed in wells for production enhancement, acid solution contacts rock, clogging agents and reservoir fluids. It is supposed to clean and expand oil drainage channels in bottomhole area. But hydrocarbon interaction with acid solutions in porous medium can lead to the development of high-viscosity emulsion and precipitation at the interphase boundary. This, in turn, can result in decrease of acid treatment efficiency.

In order to eliminate such negative effects during

В процессе разработки нефтяных месторождений в связи с большим периодом заводнения месторождения происходит изменение термобарических условий пласта. В результате изменяется и состав нефтей в сторону утяжеления. Все это негативно влияет на устойчивость структурных компонентов нефти и любое нарушение внешних условий может привести к образованию крупных агрегатов из высокомолекулярных углеводородов, смол и асфальтенов.

В процессе кислотных обработок, которые постоянно проводятся на скважинах для интенсификации добычи, происходит контактирование кислотного раствора с породой, кольматантами и пластовыми флюидами. В результате должна происходить очистка и увеличение каналов дренирования нефти в призабойной зоне пласта. Однако в процессе взаимодействия углеводородов с кислотными составами в пористой среде велика вероятность образования эмульсии повышенной вязкости или выпадение осадков на границе двух сред. А это может стать причиной снижения эффективности кислотных обработок скважин.

Для исключения этих негативных явлений в процессе подбора кислотных составов проводят

the process of acid solutions selection, it is common practice to conduct a bottle-test according to generally accepted standard. This test implies conducting analysis of compatibility of the compositions under study with the oil. After acid composition is mixed with the oil, the mixture is run through a 100 mesh screen. The test is considered passed if the mixture is decomposed during 30 minutes and can be freely filtrated through the screen with no residues or emulsions on the screen surface.

SEC «Oilfield chemistry» conducted analysis of the influence of acid type and concentration on the stability of RAM in the oil. Oil samples from three fields were taken for the analysis. Characteristics of reservoirs and oil samples are presented in table 1.

In the first stage bottle test was conducted to define compatibility of oil samples with acid solutions with different concentrations. It was established that the probability of development of stable emulsions becomes higher with increase of the concentration of hydrochloric acid. This also leads to precipitation. However, the volume of residues can increase and decrease along with the increase of the acid concentration.

In case of Urievskaya oil it was observed that mixing with 12% HCl leads to the development of a stable emulsion while mixing with 24% HCl leads to a precipitation from the oil (figure 1, 2). The experiment was conducted at 20 °C.

However, residue nature changed after the increase of temperature in mixture of 24% HCl and Urievskaya oil. It became more concentrated (figure 3, 4).

As for the oil from Romaskinskoye field (characteristics of reservoirs are shown in table 1) with R/A ratio of 2.4, it was observed that stable emulsions developed after 24 hours of observation at both 20 and 40°C. As for the Vozeiskaya oil (table 1) with R/A ratio of 1.76, stable emulsions were also developed. It was also observed

that mixing of Urievskaya oil sample with R/A ratio of 1.28 with hydrochloric acid led to the development of a stable emulsion. Increase in acid concentration and temperature resulted in precipitation of residue from acid-oil mixture (figure 1–4).

Resins are considered to be stabilizers of asphaltenes, but there are some opinions claiming that asphaltenes can be stable even when there are no resins in the oil. Using the examples of three oils, this research states that the probability of development of acid emulsions

**Таблица 1 – Характеристика исследуемых объектов**  
**Table 1 – Characteristics of reservoirs under study**

Месторождение Field	Год введения в разработку Year of bringing into development	Пласты Reservoirs	Пласт. температура, °C Res. temperature, °C	Плотность при 20 °C, кг/м³ Density at 20 °C, kg/m³	Вязкость при 20 °C, мм²/с Viscosity at 20 °C, mm²/s	Содержание углеводородов, % масс. Hydrocarbons content, % weight.		
						C R	A A	C/A R/A
Урьевское	1978	терригенные	96	847	6,34	3,26	2,55	1,28
Возейское	1977	карбонатные	58	839	7,98	7,96	4,53	1,76
Ромашкинское	1949	терригенные	40	843	19,54	6,5	2,7	2,4

«ботл-тест» (bottle-test) по общепринятому стандарту, который представляет собой тестирование исследуемых композиций на совместимость с нефтью. После смешивания кислотной композиции с нефтью ее проливают через сито (100 меш). Тест считается пройденным, если смесь расслаивается в течение 30 минут и свободно фильтруется через сито, при этом на поверхности сита отсутствуют осадки и эмульсии.

В НОЦ «Промысловая химия» были проведены исследования по анализу влияния типа кислоты и ее концентрации на устойчивость САВ в нефти. Для исследований были взяты образцы нефтей трех месторождений. Характеристики объектов и образцов нефтей представлены в табл. 1.

На первом этапе «ботл-тест» проводился для определения совместимости исследуемых нефтей с растворами соляной кислоты различной концентрации. Было установлено, что вероятность образования устойчивых эмульсий повышается при увеличении концентрации соляной кислоты. Это так же сказывается и на выпадении осадков, однако их объем может как увеличиваться, так и сокращаться при повышении концентрации кислоты.

В случае с урьевской нефтью наблюдалось образование устойчивой эмульсии при смешении с 12% HCl, а при смешении с 24% HCl из нефти выпадал осадок (рис. 1, 2). Эксперимент проводился при 20 °С.

Однако при повышении температуры в смеси 24% HCl и нефти Урьевского месторождения характер осадка изменялся, он стал более концентрированным (рис. 3, 4).

В случае образца нефти Ромашкинского месторождения, (характеристика представлена в табл. 1), в которой соотношение С/А равно 2,4, образовывались эмульсии стабильные при 24 часах наблюдения как при 20, так и 40 °С. В случае возейской нефти (табл. 1), где С/А равно 1,76, также образовывались устойчивые эмульсии. Образец урьевской нефти, в которой С/А равно 1,28, с соляной кислотой образовывал устойчивую эмульсию, а при повышении концентрации кислоты и температуры из кислотнефтяной смеси выпадал осадок (рис. 1–4).

Считается, что смолы являются стабилизаторами асфальтенов, однако существуют мнения, что и при отсутствии смол в нефтях асфальтены могут быть стабильны. В данном исследовании на примере трех нефтей было отмечено, что при увеличении соотношения С/А повышается вероятность образования кислотных эмульсий. При снижении этого показателя увеличивается вероятность образования осадков. Такие же закономерности были получены ранее при исследовании совместимости фторсодержащих кислотных составов с рядом нефтей [4].

Если вернуться к вопросу об изменении состава нефтей в процессе разработки, то на примере данных [5, 6], представленных в табл. 2, соотношение С/А в процессе разработки может меняться в сторону уменьшения. Это, согласно нашим данным, может привести к увеличению осложнений от кислотных обработок за счет



**Рисунок 1 – Эмульсия, полученная после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 12% HCl (20 °С)**

**Figure 1 – Emulsion developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 12% HCl through the screen (20 °C)**



**Рисунок 2 – Осадок, полученный после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 24% HCl (20 °С)**

**Figure 2 – Residue developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 12% HCl through the screen (20 °C)**



**Рисунок 3 – Осадок, полученный после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 24% HCl (40 °С)**

**Figure 3 – Residue developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 24% HCl through the screen (40 °C)**



**Рисунок 4 – Осадок, полученный после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 24% HCl (80 °С)**

**Figure 4 – Residue developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 24% HCl through the screen (80 °C)**

increases with increase in R/A ratio. Decrease in R/A ratio leads to increase in precipitation probability. The same dependencies were obtained previously during analysis of compatibility of fluorinated acid compositions with some oils [4].

Turning back to the matter of changes of oil composition occurring during field development process: using the example of the data presented in table 2 [5, 6], it was established that R/A ratio can decrease during field development process. According

образования осадков на границе контакта нефти и кислоты в пласте при закачках.

Большая история разработки Ромашкинского месторождения ведет и к еще одной проблеме – старению фонда скважин и оборудования и тем самым увеличению количества привнесенного закачками соединений железа в призабойную зону пласта.

Считается, что соли металлов, в частности хлориды, ускоряют процесс осадкообразования на контакте нефть – кислота, особенно активно способствует агрегации асфальтенов хлорид железа (III). Согласно аналитическим исследованиям [7], наличие в системе катионов  $Fe^{3+}$  сильнее способствует осадкообразованию, чем  $Fe^{2+}$ . Это тоже влияет на снижение эффективности кислотных обработок.

В НОЦ «Промысловая химия» были проведены опыты по изучению влияния катионов железа, присутствующих в кислотном составе, на способность нефтекислотных смесей образовывать осадки и эмульсии. На примере образца Урьевской нефти, на рис. 5 и 6 визуально представлена разница во внешнем виде осадков, полученных при смешении кислоты без катионов железа (рис. 5) и с катионами железа (рис. 6). Был проведен хроматографический анализ, который представлен в табл. 3.

Согласно табл. 3, осадки, полученные после смешения соляной кислоты и нефти Урьевского месторождения, содержат повышенное количество асфальтенов. Это подтверждает полученные ранее выводы [7] о решающей роли асфальтенов и наличия в системе катионов железа при осложнениях, получаемых при закачках соляной кислоты в пласт.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Эффективность кислотных обработок зависит от состава нефтей. При увеличении соотношения С/А в нефтях повышается вероятность образования кислотных эмульсий при контакте нефти с закачиваемыми кислотными составами. При снижении этого показателя увеличивается вероятность образования осадков.

**Таблица 2 – Показатели изменения физико-химических свойств нефтей Ромашкинского месторождения за период 1958–2001 гг.**

**Table 2 – Parameters of change of physical and chemical properties of Romashkinskoye field oil samples over the period from 1958 to 2001**

Стадии разработки Ромашкинского месторождения Development stages of Romashkinskoye field	Годы Years	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> Density at 20 °C, kg/m <sup>3</sup>	Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с Viscosity at 20 °C, mm <sup>2</sup> /s	Содержание углеводородов, % масс. Content, % weight., in sample		
				С R	А A	С/А R/A
Начальная Initial	1958–1962	868	17,5	19,91	4,00	4,9
Средняя Middle	1975–1979	870	21,2	22,01	4,87	4,5
Поздняя Closing	1995–2001	871	22,5	10,62	7,23	1,46



**Рисунок 5 – Осадок, полученный после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 24% HCl (80 °С) без катионов железа**

**Figure 5 – Residue developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 24% HCl (80 °C) without ferric cations**



**Рисунок 6 – Осадок, полученный после пролива смеси нефти Урьевского месторождения с 24% HCl (80 °С) с катионами железа**

**Figure 6 – Residue developed after running mixture of oil from Urievskoye field with 24% HCl (80 °C) with ferric cations**

to our data, this can lead to complications during acid treatments due to precipitation at the oil-acid interphase boundary in the reservoir during injection.

Long history of Romashkinskoye field development causes another problem – wells and equipment degradation and consequently – increasing volume of iron compounds in the bottomhole area. It is considered that metal salts, in particular chlorides, accelerate the process of precipitation at the oil-acid interphase boundary. Ferric chloride (III) is the most active accelerator of asphaltene aggregation. According to analytical studies [7],  $Fe^{3+}$  cations are more contributing to intense precipitation than  $Fe^{2+}$  cations. This also reduces acid treatment efficiency.

SEC «Oilfield chemistry» carried out experiments

**Таблица 3 – Данные хроматографического анализа нефти Урьевского месторождения и осадков, полученных при смешении соляной кислоты при наличии и без катионов железа с той же нефтью**

**Table 3 – Results of chromatographic analysis of Urievskoye field oil and residues developed after mixing this oil with hydrochloric acid with and without ferric cations**

Наименование компонента Component name	Содержание, % масс., в образце		
	Нефть Oil	Осадок, полученный в смеси 24% HCl и нефти Residue developed in mixture of 24% HCl with oil	Осадок, полученный в смеси 24% HCl с 5000 ppm Fe <sup>3+</sup> и нефти Residue developed in mixture of 24% HCl with 5000 ppm Fe <sup>3+</sup> with oil
1. Углеводороды: парафино-нафтеновые 1. Hydrocarbons: paraffin-naphthene	47,4	26,0	10,5
2. Ароматические: моноциклические бициклические полициклические 2. Aromatic: monocyclic bicyclic polycyclic	20,4 12,5 13,9	11,6 4,7 21,9	4,8 4,5 19,2
3. Смолы 3. Resins	3,3	6,9	9,9
4. Асфальтены 4. Asphaltenes	2,5	28,9	51,1

- В процессе разработки соотношение C/A меняется в сторону уменьшения. Этим можно и объяснить снижение эффективности кислотных обработок во времени на месторождениях.
- Наличие в кислоте катионов железа еще больше осложняет процесс кислотных обработок скважин и ведет к кольматации призабойной зоны пласта. ☉

for analysis of the influence of ferric cations in acid compositions on the ability of oil-acid mixtures to develop residues and emulsions. Figures 5 and 6 represent the difference in the visual appearance of residues developed when Urievskaya oil sample was mixed with acid without ferric cations (figure 5) and acid with ferric cations (figure 6). Chromatographic analysis was also carried out; the results of the analysis are shown in table 3.

According to table 3, residues developed after mixing of hydrochloric acid with oil from Urievskoye field contain the increased volume of asphaltenes. This confirms previously obtained conclusions [7] about the critical role of asphaltenes and ferric cations in complications during injection of hydrochloric acid into the reservoir.

On the basis of conducted research the following conclusions can be made:

- The efficiency of acid treatments depends on the oil composition. Increase in R/A ratio leads to an increase in probability of development of acid emulsions when the oil mixes with the injected acid compositions. Decrease of this parameter leads to an increase of probability of precipitation.
- During the field development process, R/A ratio can decrease. This can be the reason for reduction of acid treatment efficiency with time.
- The presence of ferric cations complicates the process of acid treatment and leads to clogging of the reservoir bottomhole area. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

- Рябов В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие. – М.: ИД «ФОРУМ», 2011. – 336 с.: ил.
- Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений». Часть 5. ПРИРОДНЫЕ НАНООБЪЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СРЕДАХ: учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 104 с.
- Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
- Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д. Исследование процессов образования эмульсий и осадков при взаимодействии фторсодержащих кислотных составов с нефтями//Технологии нефти и газа. – № 5. – 2016. – С. 11–15
- Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений//Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – 240 с.
- Петрова Л.М. Состав и свойства остаточных нефтей (на примере месторождений Татарстана): Дис. док. хим. наук: 02.00.13. – Казань, 1998. – 290 с.
- Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин//Территория Нефтегаз. – № 4. – 2016. – С. 90–96.



# VisualFrac

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

Разработаны с учетом специфики эксплуатации в регионах России:

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

## VisualFrac – Blender



Автоматическое управление приготовлением смеси для проведения операции ГРП.  
До 3-х шнеков подачи пропанта  
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов  
До 4-х линий подачи сухих химреагентов  
Автоматическое управление входным (поддержание уровня) и выходным (поддержание давления) центробежными насосами  
Автоматическое управление миксером в зависимости от концентрации пропанта.

## VisualFrac – PumpUnit



Управление одиночной насосной установкой либо комплексом установок.  
Автоматическое поддержание расхода или давления.  
Аварийное отключение по превышению давления, в т. ч. при срабатывании датчика на любой установке, а также по внешним датчикам (устье, манифольд).  
Контроль рабочих режимов двигателя, КПП, насоса высокого давления

## VisualFrac – HydratationUnit



Автоматическое управление приготовлением жидкости разрыва «на лету»  
Автоматическая подача гелеобразователя  
До 4-х линий подачи жидких химреагентов  
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки или блендера.

## VisualFrac – ChemicalUnit

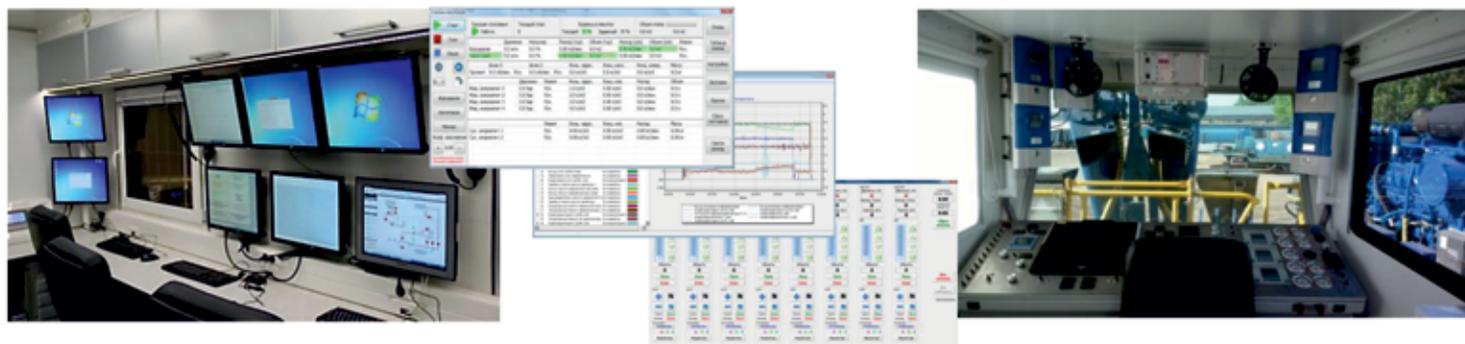


Автоматическое управление подачей химреагентов и контроль состояния химреагентов в емкостях  
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов  
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки, блендера или любого внешнего расходомера

## VisualFrac – DataVan



Контроль всех установок.  
Запись данных процесса, возможность записи данных от всех установок в один файл  
Передача данных удаленным пользователям.  
Передача данных в другие программы для обработки: FracPro, Meyer.  
Визуализация данных – графики, таблицы.  
Сбор данных от дополнительных датчиков: давление, уровень жидкости и пропанта в емкостях, внешний расходомер и т.д.



# КАК НАМ ОСВАИВАТЬ БАЖЕНОВСКУЮ СВИТУ

А.В. ИЛЬЮША, Н.В. ВОРОНЦОВ, ФГБОУ ВО «Государственный университет управления»;  
Г.Л. АМБАРЦУМЯН, ФГБОУ ВО «Московский политехнический университет»

Согласно легенде, еще на заре углеводородной эры, в середине XIX века, знаменитый полковник Дрейк в начале черной (нефтяной) лихорадки в Пенсильвании в пику уже господствовавшему в то время в горном деле подземному – шахтному – способу добычи полезных ископаемых (прежде всего, конечно, угля и железной руды) заявил, что «нефть нужно бурить». И сегодня, спустя более чем полторы сотни лет, технология освоения и добычи углеводородов путем бурения скважин с поверхности победоносно шествует не только по всем континентам, но и все дальше погружается в нефтегазоносные пласты с морских глубин. При этом используются всяческие, иногда циклопических размеров, весьма дорогостоящие сооружения, такие как нефтедобывающие платформы и даже подледно-подводные буровые и добычные комплексы, размещаемые на шельфе Северного Ледовитого океана.

Успехи бесшахтного способа (технологии) освоения и добычи нефти и газа скважинами, которые бурятся с поверхности, настолько бесспорны, что многие профессионалы и в мыслях не допускают, что такой подход может не вполне соответствовать новым вызовам в нефтегазодобыче. Тем более что именно эти самые чисто скважинные технологии позволили осуществить так называемую сланцевую

революцию, ставшую одной из причин того, что на мировой рынок энергоресурсов в последние годы в буквальном смысле хлынул поток нефти и газа из, казалось бы, немислимых источников, таких как залежи сланцевых и других плотных непроницаемых горных пород.

Можно констатировать, что к настоящему времени сложился почти непреодолимый стереотип, утверждающий, что именно дальнейшее совершенствование традиционной скважинной технологии освоения и эксплуатации месторождений углеводородов должно быть чуть ли не единственным и решающим при освоении баженовской свиты, с которой вот уже несколько десятков лет связываются надежды на развитие нефтедобычи в Западной Сибири.

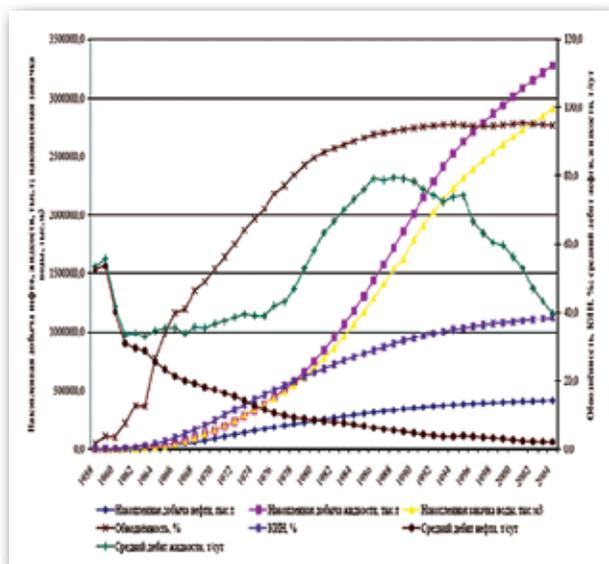
Но действительно ли традиционная скважинная технология добычи углеводородов столь универсальна, а ее дальнейшее совершенствование и развитие следует положить в основу освоения баженовской свиты?

Поиск ответа на этот непростой вопрос, очевидно, должен лежать на пересечении двух главных измерений, а именно: сути традиционной скважинной технологии нефтегазодобычи и конкретных особенностей баженовской свиты горных пород как источника углеводородного сырья.

На заре эры нефтедобычи достаточно было удачно выбрать место заложения скважины, пробурить ее с минимальными затратами и получить фонтан нефти, чтобы утверждать, что месторождение освоено и введено в эксплуатацию. Именно этот принцип, если судить по публикациям в СМИ, и сегодня является преобладающим в деятельности всех или почти всех недропользователей, работающих в Западной Сибири, независимо от их размера или экономической весомости.

Однако об ущербности подобного принципа недропользования в этом регионе свидетельствует то, что, как показывает многолетняя практика, освоение и эксплуатация нефтегазовых месторождений здесь проходит через ряд стадий и этапов. Есть пробная и опытно-промышленная эксплуатация, первая очередь, вторая очередь, ранняя, устойчивая, поздняя, заключительная или еще как-то там... Процесс растягивается на многие годы. В конечном итоге это приводит к тому, что в Западной Сибири такой важнейший показатель

**Действительно ли традиционная скважинная технология добычи углеводородов столь универсальна, а ее дальнейшее совершенствование и развитие следует положить в основу освоения баженовской свиты?**



**Рисунок 1 – Динамика освоения и показателей эксплуатации Арланского нефтяного месторождения**

эффективности, как коэффициент извлечения нефти (КИН), даже на месторождениях с традиционными коллекторами для самого верхнего нефтегазоносного горизонта (сеноманские залежи на глубине около 1000 м) сегодня находится на уровне (позволим себе так выразиться) жалких 20–30%. При этом об обводненности продукции и прочих «прелестях» работы традиционных, пусть даже и так называемых умных скважин, продолжительности эксплуатации на «полке» в жизненном цикле задействованных месторождений как бы и не принято упоминать вовсе... А ведь ох как стоило бы беспристрастно рассмотреть эти вопросы, поскольку при освоении такой непростой кладовой нефти, как баженовская свита, как бы сама собой разумеющейся является ориентация именно на традиционную скважинную технологию освоения и добычи углеводородов путем бурения нефтегазовых скважин традиционно с поверхности земли.

Прежде всего, следует отметить, что, к сожалению, даже в профессиональных литературных источниках и изданиях по нефти и газу приводимая фактическая информация по итоговым показателям освоения и эксплуатации нефтяных месторождений (считавшихся некогда уникальными) с помощью традиционных скважинных технологий освоения и добычи во многом лишена беспристрастной оценки и объективности с позиций, как принято сегодня говорить, возникающих новых вызовов.

Возьмем, к примеру, достаточно хорошо известное Арланское нефтяное месторождение в Башкортостане [1], промышленная эксплуатация которого была начата (страшно сказать) еще в далеком 1954 году. Мы не располагаем самыми последними данными (говорят, теперь это уже стало коммерческой тайной) для этого месторождения, но динамика показателей говорит сама за себя. При этом по данным [1] да и многих других источников, на Арланском месторождении в разные годы проводились крупные эксперименты по опытно-промышленному испытанию методов увеличения нефтеотдачи, включая, в частности, длительную закачку раствора ПАВ. Велись работы по внутрипластовому горению – удалось организовать горение, но из-за наличия кислых продуктов результаты оказались отрицательными. Делались попытки интенсификации выработки недренлируемых запасов маломощных пластов путем сокращения расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, полимерного заводнения, изменения направления фильтрации, закачке гелеобразующих композиций и др. Однако результаты всех этих работ оказывались отрицательными. К числу наиболее крупных здесь относят также и эксперименты по «установлению» существенной зависимости КИН

(кто бы мог сомневаться?) от плотности сетки добывающих скважин.

Далее, как известно, важнейшим показателем состояния и работоспособности нефтяной скважины является герметичность обсадной колонны и колонны НКТ (насосно-компрессорных труб), что особенно важно при интенсивном использовании эффективных методов увеличения нефтеотдачи и необходимости повышения сроков службы обрабатываемых месторождений.

Однако обеспечение высокой надежности и работоспособности традиционной конструкции нефтяных скважин, как нагнетательных так и добычных, сегодня входит в явное противоречие с необходимостью использовать для обеспечения высокой нефтеотдачи интенсивные физико-химические воздействия, передаваемые с поверхности земли по скважинам к продуктивным пластам: высокие гидравлические давления при гидроразрывах пластов, кислотные обработки призабойной зоны, тепловые и термохимические обработки продуктивных пластов и т.д. При этом совершенно очевидно, что интенсивность всех этих воздействий неуклонно увеличивается как с повышением требуемой глубины скважин, так и с ростом их общей протяженности.

Особенно тяжелыми на деле оказываются экологические последствия традиционной скважинной технологии освоения и эксплуатации нефтяных месторождений в Западной Сибири, представляющей собой сильно заболоченную низменность с переходом на севере в тундру, поскольку в процессе освоения месторождений приходится производить гигантский объем работ по прокладке и отсыпке внутрипромысловых дорог, сооружению насыпных оснований для строительства скважин и кустовых площадок, а также прочих нефтепромысловых объектов. Достаточно вспомнить, например, текущую ситуацию с некогда легендарным Самотлором, уже фактически вступившим в завершающую стадию эксплуатации, экологические «прелести» традиционного освоения которого особенно наглядно видны на снимках с высоты и из космоса (рис. 2).



**Рисунок 2 – Самотлор. Вид сверху**

Именно экологические проблемы и последствия «чисто скважинного» освоения и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, например, за счет традиционного гидроразрыва (ГРП) могут стать существенными препятствиями на пути, образно выражаясь, «плавания» флотов ГРП (рис. 3) [2] по Западной Сибири при широкомасштабном освоении и эксплуатации баженовской свиты. Более того, поскольку залежи баженовской свиты находятся на глубинах, достигающих 2500–3500 м, многократно будут расти объемы эксплуатационного бурения, необходимые для промышленного освоения и эксплуатации этих залежей, так что можно априори прогнозировать весьма низкую экономическую эффективность такого пути.

Как показывает практика, даже на традиционных нефтяных месторождениях все еще являющегося главным регионом по добыче нефти в стране Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, несмотря на значительный рост в последние годы объема буровых работ и широко рекламируемое компаниями-недропользователями применение ГРП, зарезку боковых стволов в скважинах, строительство так называемых горизонтальных скважин для повышения нефтеотдачи и т.д., происходит неуклонное снижение общей добычи нефти (рис. 4)

Поэтому естественным образом возникает вопрос: а за счет чего, собственно говоря, ситуация может улучшиться при переходе к добыче нефти на более глубоких горизонтах баженовской свиты (до 2500–3500 м) да еще с более сложным строением нефтегазоносных пластов и со значительно большим разнообразием литологических характеристик пород свиты?

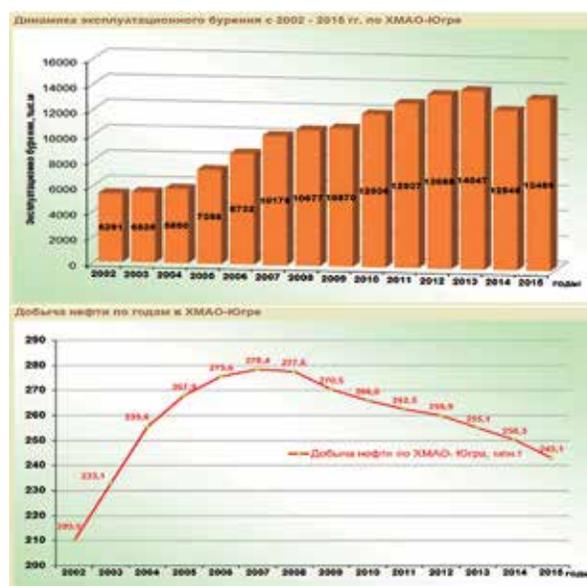
Проведенный в последние годы в Центре нефтегазовых технологий МГУ им. М.В. Ломоносова комплекс геофизических исследований [3–5] показывает, что емкостное пространство пород баженовской свиты определяется несколькими типами пустот, причем в пустотном пространстве самой свиты и в нижней ее переходной зоне присутствуют как подвижные, так и физически связанные углеводороды. Соответственно этому, как установлено путем экспериментальных исследований образцов керн баженовской свиты, выполненных с помощью химико-битуминологических, пиролитических и петрографических методов исследования, в пустотных пространствах, способных отдавать наиболее подвижную (миграционную) часть битуминоида, так называемые мальтены, до 60% легкой подвижной его части удерживается (блокируется) асфальтенами и кислыми смолами (высокомолекулярными соединениями битуминоида) [6]. Кроме того, многие исследователи считают баженовскую



**Рисунок 3 – ГРП в ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

свиту основной нефтематеринской толщей, которая имеет нефтегенерационный характер отложений, но только в редких случаях обладает коллекторскими свойствами.

Как показано в [7, 8], алгоритмы и методики подсчетных параметров по баженовской свите должны предусматривать возможности установления не только объемов подвижной нефти V1, объемов высвобождаемой нефти – V2, но и объем так называемого нефтегенерационного потенциала V3. Здесь же совершенно справедливо указывается, что баженовская свита в целом является настолько нетрадиционным объектом для освоения



**Рисунок 4 – Динамика эксплуатационного бурения и добычи нефти в ХМАО-Югре**

и разработки, что для него фактически отсутствуют:

- понятие «залежь» с ее неперенными атрибутами – ВНК, внешним и внутренним контурами, переходной зоной, зоной предельного нефтенасыщения и т.п.;
- понятие коллектор/неколлектор с точки зрения граничных значений пористости и проницаемости продуктивного пласта.

Также отмечается, что основное влияние на содержание углеводородов и качество запасов оказывает степень зрелости твердого органического вещества-керогена, что, по нашему мнению, в конечном итоге (как будет показано ниже) и должно быть одним из важнейших аргументов при разработке инновационных путей и технологий освоения и эксплуатации баженовской свиты. Исходя из приведенной выше геологической модели, построенной на основе упомянутых выше исследований, в настоящее время предлагается следующая (заметим, как бы единственная или само собой разумеющаяся) концепция освоения и эксплуатации баженовской свиты в Западной Сибири [9].

Во-первых, производится прогноз и выделение зон площадной дифференциальной продуктивности путем подсчета и оценки ресурсной базы нефти баженовской свиты по нескольким типам объемов:

- по объему подвижной нефти, включающей запасы и ресурсы первого типа. К запасам предлагается относить объем подвижной нефти, притоки которой могут быть получены в результате испытаний или опытной эксплуатации без специальных воздействий на продуктивный пласт. К ресурсам первого типа предлагается относить объемы подвижной нефти, дополнительные притоки которой могут быть получены из пластов технически стимулируемых «коллекторов» свиты при осуществлении геолого-технологических мероприятий;
- по объему высвобождаемой нефти (ресурсы второго типа) – представляют собой сорбированные углеводороды и запечатанную ими свободную нефть;
- по объему «синтетической» нефти (остаточный генерационный потенциал), представляющей собой объемы нефти, которые можно получить при деструкции керогена (ресурса третьего типа).

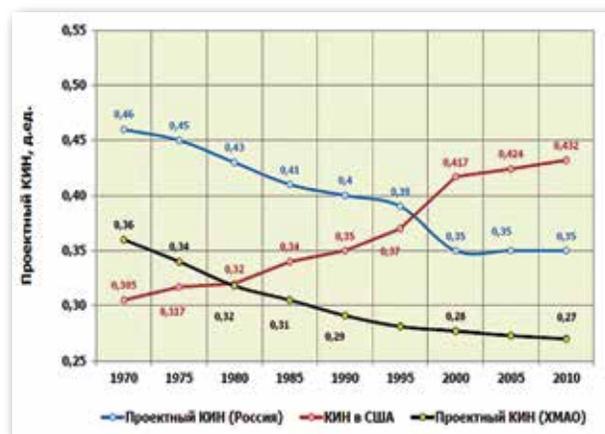
Во-вторых, выделяются участки (зоны), наиболее и наименее перспективные для эксплуатационного бурения при существующих технологиях добычи нефти. Зоны с наибольшей ожидаемой продуктивностью рекомендуются к разработке в первую очередь, а зоны с наименьшей продуктивностью рекомендуются к разработке после создания и усовершенствования технологий по добыче связанных УВС и нефти из закрытых пор. Для зон с высоким остаточным генерационным потенциалом

органического вещества и большим объемом физически связанных углеводородов необходимо разрабатывать новые способы получения нефти.

Однако принятие этой концепции освоения и эксплуатации углеводородов баженовской свиты в Западной Сибири, да и многих других месторождений и источников нетрадиционных углеводородов в других регионах Российской Федерации не просто наталкивается на большие трудности чисто экономического порядка, но и (что еще более важно) фактически будет консервировать с усугублением в отрицательную сторону технологические недостатки, органически присущие традиционным (существующим) технологиям освоения и эксплуатации месторождений углеводородного сырья и комплексному освоению и использованию недр в целом.

Фактически, как мы видим, предлагается метод или технологический подход освоения и эксплуатации баженовской свиты, который еще не так давно назывался у нас «империалистическим или хищническим» способом эксплуатации месторождений полезных ископаемых, поскольку он предполагает поиск и изъятие наиболее лакомых кусков пирога в виде так называемых запасов (подвижной нефти) и ориентацию на то, что, быть может, кто-то и когда-то в последующем добудет из этой самой свиты не менее 70% оставшегося углеводородного сырья в виде ресурсов и генерационного потенциала. Однако далеко не факт, что из баженовских отложений можно будет взять хотя бы пресловутые 20–30% этой подвижной нефти, как это сегодня имеет место быть, например, для «почти выработанных» сеноманских нефтегазоносных залежей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в Западной Сибири (рис. 5).

Вследствие значительно большей глубины баженовского горизонта, особенностей и сложности пустотного пространства



**Рисунок 5 – «Промежуточно-итоговая» динамика и уровни проектных и достигнутых значений коэффициента извлечения нефти (КИН)**

продуктивного пласта, повышенной глинистости и (как следствие) высокой гидрофобности, а также наличия ряда других осложняющих факторов и отличительных особенностей горных пород этой свиты подобное едва ли возможно в принципе. Возьмем, например, хотя бы тот же ГРП как одну из «голубых фишек» сланцевой революции, которую еще и сегодня кое-кто называет «вот-вот сдующимся пузырем». С одной стороны, как утверждается в [6], в исследованных регионах геохимические параметры в отложениях баженовской свиты распределены более или менее равномерно, что связано с «монофациальными относительно глубоководными условиями осадконакопления в баженовское время». Это уже само по себе делает весьма сомнительными попытки поисков скоплений легкой подвижной нефти. С другой стороны, не менее призрачными будут и попытки искусственного (за счет ГРП) повышения пористости и проницаемости. Дело в том, что поровое пространство продуктивного пласта свиты, как показано в [9], содержит: «открытые, сообщающиеся поры, заполненные подвижной нефтью; замкнутые поры, занятые свободной нефтью; сорбированные углеводородные соединения на поверхности пор, воду, сорбированную на поверхности глинистых минералов и гидрофильных капиллярах», а в целом породы баженовских отложений обладают и повышенным содержанием керогена. Кроме того, сам продуктивный пласт имеет не только относительно небольшую мощность, но еще и является сложно построенным. В этих условиях создание в достаточно глубоко залегающем продуктивном пласте путем бурения скважин с поверхности земли высокоэффективной нагнетательно-стимулирующей и дренирующей системы, да и просто осуществление ГРП и повышение коэффициента охвата скважин, становится весьма и весьма призрачным.

Вряд ли здесь стоит серьезно доказывать, что сегодня, когда пытаются наметить пути рентабельного освоения уникальных запасов углеводородного сырья, прежде всего добычи нефти, из баженовской свиты горных пород в Западной Сибири, используя при этом традиционную технологию строительства нефтегазовых скважин с поверхности земли, то в своем распоряжении имеют фактически все тот же арсенал сплошь и рядом неудачных способов и приемов обработки продуктивных пластов с традиционными коллекторами, которые сами по себе не дают кардинального повышения нефтеотдачи. И не в этом ли основная причина многолетних неудач и весьма дорогостоящих попыток получить баженовскую нефть в промышленных масштабах? Да и могут ли сами по себе многочисленные существующие способы и технологии обработки продуктивных пластов обеспечить действительно прорывные и революционные, отвечающие технологическим

возможностям XXI века подходы к добыче углеводородного сырья, прежде чем оно «станет уже никому не нужным», как об этом иногда приходится слышать?

Вместе с тем, как показывают наши проработки и исследования [10–19], да и вся история развития горного дела, сегодня есть все основания говорить о том, что возможны и другие, причем не просто альтернативные традиционному чисто скважинному подходу к освоению и эксплуатации отложений баженовской свиты методы, но и подходы, которые в максимальной степени интегрируют в себе весь мировой опыт и возможности всех освоенных и, можно сказать, веками отработанных в горном деле технологий добычи полезных ископаемых, включая, разумеется, и современные (традиционные) скважинные способы освоения и отработки месторождений углеводородного сырья.

Речь идет о так называемых шахтно-скважинных технологиях освоения и эксплуатации пластовых залежей и месторождений полезных ископаемых, обеспечивающих на инновационном уровне и не на словах, а на деле комплексный подход к вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти и газа, к которым, безусловно, целиком и полностью относятся и отложения баженовской свиты. Основным концептуально-методическим положением (системно-технологическим приемом) такого инновационного подхода является следующий принцип: вскрытие и подготовка к отработке продуктивных пластов осуществляется с помощью шахтных стволов и подземных горных выработок, а извлечение целевых продуктов из продуктивных пластов нефтегазоносных залежей ведется соответствующим образом подготовленными выемочно-добычными блоками – столбами с помощью всего арсенала современных скважинных способов и технологий обеспечения нефтеотдачи путем бурения стимулирующих и добычных скважин (и/или их систем) из подземных горных выработок.

В целом в основе предлагаемого научно-методического подхода лежит необходимость и реальная возможность создания в продуктивных пластах высокоэффективных и полностью управляемых дренирующих систем за счет шахтного вскрытия продуктивной залежи и подготовки горно-подготовительными выработками выемочных блоков (участков) пласта для последующей скважинной добычи углеводородов. Важнейшими составляющими такого подхода являются:

- разработка и использование энергоэффективных, ресурсосберегающих и безопасных способов и технологий воздействия на продуктивные пласты;
- обеспечение полной утилизации и эффективное использование попутных

нефтяных газов для процессов извлечения углеводородов из продуктивных пластов и производства электрической энергии для энергоснабжения создаваемых подземных (шахтно-скважинных) энерготехнологических комплексов, а также максимально полное и комплексное использование всех составляющих (компонентов) продукции скважин;

- максимально полная ориентация на наиболее отработанные технологии и оборудование горного производства;
- обеспечение экологической чистоты, безопасности и снижение уязвимости технологических комплексов и производств при освоении и эксплуатации в сложных условиях запасов и ресурсов нефти и газа независимо от их генетического происхождения, стадий и путей миграции, степени подвижности, связанности и зрелости углеводородов, что в конечном итоге и будет определять, насколько долго в стратегическом плане углеводородная энергетика сможет удерживать свои позиции в современном мире.

В заключение можно также указать, что именно шахтно-скважинные технологии позволяют в принципе эффективно решить проблемы многих уже считающихся полностью выработанными нефтяных месторождений с традиционной нефтью, содержащих в своей структуре не только значительные объемы остаточных и неизвлекаемых существующими способами углеводородного сырья, но также и продуктивные пласты с тяжелой и высоковязкой нефтью. Это само по себе параллельно с задачей освоения баженовской свиты крайне важно для всей экономики Западной Сибири. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х. Арланскому нефтяному месторождению 50 лет// Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 68–72.
2. Бульба В.А. Приумножая энергетическую мощь России// Научно-технический вестник НК Роснефть. – 2007. – № 4. – С. 4–13.
3. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы//Научно-технический вестник НК Роснефть. – 2010. – № 4. – С. 20–25.
4. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Ганичев Д.И. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты. – Геофизика. – 2015. – № 3. – С. 15–22.
5. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды// Недропользование XX-й век. – 2015. – № 1. – С. 64–71.
6. Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн)//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9 – № 1. – С. 2–15.
7. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Юканова Е.А., Калмыков Г.А., Валова Л.В., Ганичев Д.И. Алгоритмы определения подсчетных параметров отложений баженовской свиты по Салымской группе месторождений//Научно-технический вестник НК Роснефть. – 2015. – № 2. – С. 9–17.

8. Билибин С.И., Валова Л.В., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Юканова Е.А., Полякова Ю.В., Калмыков Г.А. Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 баженовской свиты по Салымской группе месторождений//Геофизика. – 2015. – № 3. – С. 37–50.
9. Калмыков Г.А. Строение Баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. – ФГБОУ ВО «Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова»: Дис. на соиск. уч. ст. д.г.-м.н. – 2016. – с. 391.
10. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Вотинов А.В., Годин В.В., Удут В.Н., Захаров В.Н. Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Шерсткин В.В. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2547847. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
11. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В. Способ шахтно-скважинной добычи сланцевой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2574434. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
12. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2579061. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
13. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Корчак А.В., Шерсткин В.В. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления// Патент РФ № 2593614. Патентообладатель – ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» (ГУУ).
14. Афанасьев В.Я., Ильюша А.В., Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Шерсткин В.В. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья//Электронный журнал «Технологии добычи и использования углеводородов». – № 1 (5). – 2015. – www.tp-ning.ru
15. Афанасьев В.Я., Ильюша А.В., Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Шерсткин В.В. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья//Время колтюбинга. – № 3 (053). – С. 56–62.
16. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Линник В.Ю., Захаров В.Н., Казаков Н.Н., Викторов С.Д., Картелев А.Я., Шерсткин В.В., Воронцов Н.В., Амбарцумян Г.Л. Способ и устройство гидравлического разрыва низкопроницаемых нефтегазоносных пластов//Патент РФ № 2574652. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
17. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Линник В.Ю., Шерсткин В.В. Шахтно-скважинные и колтюбинговые технологии для освоения и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти и газа//Время колтюбинга. – № 4 (054). – С. 42–43.
18. Афанасьев В.Я., Ильюша А.В., Линник Ю.Н., Линник В.Ю. Шахтно-скважинные технологии – важнейшее направление развития инновационных методов добычи сланцевой нефти//Научный вестник НГУ. – 2015. – № 6.
19. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Линник В.Ю., Шерсткин В.В., Корчак А.В., Рахутин М.Г., Каверин А.А. Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН//Электронный журнал Технологии добычи и использования углеводородов. – № 1 (6). – 2016. – www.tp-ning.ru

# Global Oil&Gas

17-я Северо-Каспийская  
Региональная выставка  
"Атырау Нефть и Газ"

**10-12 апреля 2018**

Казахстан, г. Атырау

подробная информация:

[www.oil-gas.kz](http://www.oil-gas.kz)





*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 длиномерной 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](http://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](mailto:sales@mashoil.ru)  
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (29) 638 03 54  
+7 (985) 423-18-57



**Ю.А. БАЛАКИРОВ,**  
д. т. н., профессор, академик  
Международной академии наук  
высшей школы

## Саморегулируемый проппант

В нефтегазопромысловой практике даже мелкие ошибки способны приводить к большим неприятностям. Как известно, при ГРП для закрепления созданной трещины применяется расклинивающий агент. В его качестве на заре развития технологии использовался песок. Позже стали применять проппант, изготовленный из материала, по твердости равного корунду или сплаву типа «сормайт» (собирательное название ряда литых твердых высокоуглеродистых и высокохромистых сплавов на основе железа с высоким содержанием никеля и кремния).

**Если проппант, изготовленный из гранулированного магнезия, вдруг по размеру окажется больше размеров самой трещины ГРП, будет достаточно уменьшить размеры гранул слабым раствором соляной кислоты.**

И хотя твердый проппант был намного прогрессивнее песочной композиции, на первых этапах его применения возникало немало проблем. Неприятные моменты были вызваны тем, что в случае узкой трещины гранулы проппанта не могли в нее войти. В связи с этим приходилось после производства ГРП переходить на подземный или капитальный ремонт скважины с целью втолкнуть твердый проппант в трещину. Будем объективны: к настоящему времени специалисты с данной проблемой справились. Однако, возможно, таких сложностей и не возникло бы, если бы широкое распространение получил саморегулируемый проппант.

Саморегулируемый проппант изготовлен из гранулированного магнезия, известного специалистам нефтегазовой отрасли еще с 19-го века. Природный магнезий давно дружит нефтяниками, поскольку он охотно выполняет различные задачи.

Если проппант, изготовленный из

гранулированного магнезия, вдруг по размеру окажется больше размеров самой трещины ГРП, будет достаточно уменьшить размеры гранул слабым раствором соляной кислоты, нагнетаемым скважину, или в крайнем случае при отсутствии или нежелании загрязнять ствол скважины кислотой достаточно будет поместить саморегулируемый проппант в кислую среду жидкости скважины. Еще раз отметим, что природный магнезий хорошо известен специалистам нефтегазовой отрасли, что можно подтвердить изданным научным трудом [1].

### ЛИТЕРАТУРА

1. Балакиров Ю.А. Избранное. – Киев: Гарант сервис, 2001. – Том 1.

## О гидроразрыве пласта

Сегодня ГРП пребывает в ореоле своей славы, поскольку практически каждый проведенный гидроразрыв завершается получением большого притока углеводородов.

Но именно сейчас, когда ГРП так блистателен, следует задуматься о том, что эта технология рискует оказаться в числе тех способов повышения производительности скважин, которые занимают среднюю строчку в рейтинге эффективности.

Недостаток сегодняшней технологии ГРП заключается в том, что она позволяет получить только одну трещину или канал для притока углеводородов. И с этой точки зрения технология производства ГРП должна быть улучшена.

Разработанные нами технологии производства ГРП позволяют на протяжении длительного времени после проведения процесса получать большой приток нефти или газа. В предлагаемой технологии в результате завершения процесса ГРП получается не один канал или щель для притока углеводородов, а несколько. Отсюда становится понятным, что такая технология будет гарантировать значительную прибавку денежных средств за один процесс проведенного ГРП. Но это еще не все. Предлагаемые технологии позволят оживить работу многих длительно действующих старых скважин.

Как правило, в системе разработки нефтяных месторождений при первичном вскрытии пласта не все пики по каротажной диаграмме вводятся в разработку, предполагается, что к оставшимся запасам нефти и газа можно будет вернуться несколько позже. По этой причине проведение гидроразрыва надо планировать, предварительно намечая те глубины в простаивающей скважине, которые следует оживить притоками нефти и газа. Геологи и специалисты знают, что всегда или почти всегда рядом с большими резервуарами углеводородов располагаются такие пропущенные объекты. Вот они и

должны быть в первую очередь предусмотрены для планирования ГРП в действующих и простаивающих скважинах. Об этом я говорю потому, что ГРП, как правило, проводят сразу после бурения новых скважин, чтобы подтвердить необходимость проведенного бурения.

Но ГРП, подобно профилактической «таблетке», может быть использован неоднократно в течение всего периода работы скважины и нефтяного пласта. ГРП должен стать технологически необходимым

процессом, чтобы на завершающем этапе разработки месторождения получить высокий коэффициент нефте- и газоотдачи пласта.

Особо хочу отметить, что сегодняшние КИН не дают повода для радости, потому что они не превышают 0,4–0,5, оставляя в пластах не достающие до единицы углеводороды.

**ГРП может быть использован неоднократно в течение всего периода работы скважины и нефтяного пласта.**

## **О гидрозащите скважинных штанговых насосов (СШН)**

Как правило, при длительной работе СШН нарушается, образно говоря, то святое и главное место в насосном подъемнике, которое именуется зазором между стенками цилиндра и плунжера. Этот насосный подъемник по классу посадки подразделяется на три класса. Первый класс – это когда зазор должен быть равен 80 мм, второй – 85 и выше, третий класс – от 100 мм до 120 мм.

Думаю, несложно догадаться, что вне зависимости от класса посадки насосный подъемник не должен допускать утечки добываемой продукции обратно в полость скважины. Отсюда становится понятным, что наибольшие утечки добываемой продукции обратно в полость скважины могут быть, если класс посадки насоса относится к третьему. Чтобы ликвидировать утечку, надо использовать

гидрозатвор, то есть то единственное средство, при котором полностью устраняется обратная утечка добываемой жидкости в скважину.

Средство это именуется гидрозащитой СШН, когда сухое трение о металл при работе СШН заменяется «мокрым» трением, поскольку при работе плунжера в зазоре появляется капелька добываемой продукции. Этого бывает достаточно, чтобы при ходе плунжера вверх и вниз насос за счет своей компрессии всасывал из скважины нефть и нагнетал ее на поверхность. Между прочим, гидрозатвор, по задумке вашего покорного слуги, можно создать в самой скважине, используя добываемую нефть.

Когда плунжер приходит вверх и вниз, он будет омываться капельками углеводорода, в значительной степени редуцируя сухое трение между плунжером и цилиндром скважинного насоса. Этот метод его автор назвал гидрозатвором, или гидрозащитой СШН.

Теперь коротко о главном. Если мы хотим, чтобы СШН работал в скважине как можно дольше, он и его насосный подъемник должны не терять компрессии, то есть способности всасывать и откатывать добытую жидкость на поверхность

**Когда плунжер приходит вверх и вниз, он будет омываться капельками углеводорода, в значительной степени редуцируя сухое трение между плунжером и цилиндром скважинного насоса.**

скважины, и тогда сама скважина внутри себя организует гидрозатвор и сама без посторонней помощи сумеет сохранить компрессию, а значит, и способность всасывать и нагнетать добытую нефть на поверхность. Но тогда при ходе вверх и вниз плунжера насоса не должно быть слышно скрипа и своеобразного «мурлыкания». В противном случае СШН превратится в «блендер» и будет работать «на себя», не нагнетая добытую жидкость на поверхность скважины. Ни в коем случае нельзя допускать, чтобы СШН работал как «блендер»! ☉

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

**Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.**

# X МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ СТРАН ЭПШ И ЕАЭС



Новые техника и технологии ГИС  
в нефтегазовой промышленности

г. Сиань – Китай 17–26 сентября 2017 г.

## Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности

### X МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ

**В.В. ЛАПТЕВ, первый вице-президент МОО ЕАГО, сопредседатель оргкомитета симпозиума**

Юбилейный X международный симпозиум «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности» прошел 20–22 сентября 2017 года в г. Сиань (Китай).

В предшествующие 20 лет симпозиумы проходили в российско-китайском формате, начиная с 2017 года принято решение о проведении симпозиумов в более широком составе с участием специалистов стран Экономического пояса Шелковый путь (ЭПШП) и Евро-Азиатского экономического союза (ЕАЭС).

**Организаторами симпозиума являются** Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО) и Геофизическая комиссия Китайской нефтяной ассоциации.

**Симпозиум прошел при поддержке** Китайской каротажной компании (CNPC Logging), Геофизического кластера «Квант» (Республика Башкортостан), Международной ассоциации научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Ассоциация «АИС»), Некоммерческого объединения «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефтегазсервис»).

Всего в работе симпозиума приняли участие 170 человек, в том числе 151 специалист из Китая, 16 – из России, 3 – из Казахстана. В качестве информационных спонсоров с российской стороны выступили научно-технический вестник «Каротажник», журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник», научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации», научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль», журнал «Территория Нефтегаз», информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз», научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ».

Российский оргкомитет симпозиума выражает глубокую благодарность всем организациям, обществам, компаниям и спонсорам за оказанное содействие в успешном проведении симпозиума.

Тематика докладов X симпозиума была ориентирована на поиск эффективных геофизических решений наиболее значимых проблем, стоящих перед нефтегазовой индустрией России, Китая и других стран в условиях падения мировых цен на углеводороды, глобального энергетического кризиса, а также санкций в отношении ТЭК России.

Главными акцентами симпозиума стали:

- а) геофизические Hi-Tech-технологии и аппаратура для геологии и бурения (коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, шельф, ГИС в процессе бурения MWD, LWD, ГТИ);
- б) геофизические Hi-Tech-технологии и аппаратура для интенсификации добычи и ремонта скважин (ГРП, МГРП, ГНКТ, перфорация, ГИС в процессе добычи, контроль технического состояния скважин, экологический мониторинг).

На симпозиум было представлено 40 докладов, из них 11 российских и казахстанских, 29 китайских. Трибуна симпозиума была также предоставлена победителям молодежных геофизических конференций стран-участниц. Лучшие доклады были отмечены дипломами и подарками геофизических обществ Китая и России.

В докладах, представленных российскими специалистами, отмечен важный рубеж в развитии российской геофизики, достигнутый в последние годы.

Отечественный геофизический комплекс ликвидировал угрозу поглощения и установил полный контроль на российском сервисном рынке. В процессе перехода к рыночной экономике сформированы крупные отечественные сервисные, научные и приборостроительные геофизические компании, способные в острой конкурентной борьбе успешно отстаивать свои позиции на внутреннем рынке.

В докладе государственного холдинга АО «Росгеология», являющегося лидером российского геофизического рынка, рассмотрены основные направления деятельности в России и зарубежье. В докладах ВНИИГИС,

ООО «ТНГ Групп», ООО «Газпром георесурс», ООО «Универсал Сервис», ООО «ЦГМ НИР Поволжья» показаны достижения отечественной техники и технологии при освоении залежей с ТриЗ, исследования в процессе бурения при строительстве горизонтальных скважин (MWD, LWD), в контроле технического состояния газовых скважин и подземных хранилищ газа, а также решении других сложных задач нефтегазовой индустрии.

В докладах китайских специалистов компаний CNPC Logging, COSL, Shengli-WLC и нефтяных университетов Пекина, Циндао, Сианя большое внимание уделено новым разработкам в области Hi-Tech-техники и технологии для месторождений со сланцевым газом и ТриЗ (ЯМК, электрические имиджеры, кросс-дипольная акустика, диэлектрический каротаж, импульсные нейтронные методы), а также исследованиям в горизонтальных скважинах (MWD, LWD).

Делегация российских и казахстанских геофизиков посетила крупные государственные геофизические компании Huanding Energy Services, COSL и CNPC Logging, а также частные компании Xi'an Sitan и Xi'an Aohua Electronic Instrument.

Прогресс, достигнутый китайской геофизикой за последнее десятилетие, впечатляет. Крупнейшие сервисные геофизические компании COSL, CNPC Logging, Shengli-WLC входят в состав нефтяных государственных компаний и корпораций. Все они хорошо обустроены, располагаются в новых современных просторных зданиях, построенных с перспективой роста производства. Сервисные компании имеют в своем составе научные, конструкторские подразделения, приборостроительные мощности, метрологическую службу, центры сбора и обработки информации.

Финансирование НИОКР в области ГИС осуществляют нефтяные компании и государство. При этом на долю государства приходится 30% финансирования, а на долю нефтегазовых компаний 70%. Такая стратегия развития главного информационного ресурса нефтегазового комплекса, каким является геофизика, позволила не только обеспечить высокотехнологичным сервисом потребности своей страны на суше и шельфе, но и экспортировать услуги, аппаратуру и оборудование на глобальный рынок. При этом гарантированно обеспечивается безопасность нефтегазового комплекса в случае объявления каких-либо санкций в области геофизики.

Рынок ГИС-сервиса Китая полностью обслуживается национальными компаниями и оценивается в денежном выражении примерно в 1 млрд дол. США.

Основными игроками являются: CNPC Logging (500 млн дол. США), COSL (300 млн дол. США), Shengli Well Logging Company (150 млн дол. США), прочие 50–100 млн дол. США. Шельф Китая полностью обеспечен ГИС-сервисом



национальной компании COSL. За последние 4–5 лет уровень инвестиций нефтяных компаний и государства в инновационное развитие ГИС-сервиса Китая не опускался ниже 1 млрд дол. США в год.

Рынок ГИС-сервиса России в 2016 году составил примерно 1,7 млрд дол. США. Физический объем ГИС-сервиса России многократно превышает масштабы работ в Китае. Небольшая разница объемов в денежном выражении объясняется более высокими расценками ГИС-услуг в Китае. Отечественные компании контролируют только 83% рынка. Остальные 17% услуг выполняет компания «Шлюмберже». На российском шельфе работы по ГИС-сервису на 100% выполняет «Шлюмберже». За последние 25 лет уровень инвестиций нефтяных компаний и государства в инновационное развитие ГИС-сервиса был нулевым. Поэтому страна по целому ряду геофизических технологий (шельф, горизонтальное бурение и др.) при объявлении санкций США и ЕС оказалась неготовой обеспечить безопасность нефтегазового комплекса без услуг международной компании «Шлюмберже».

Минэнерго РФ является главным регулятором сбалансированного развития российского нефтегазового комплекса, но в отличие от Китая допустило просчет в стратегии развития отечественной геофизики, являющейся основным информационным ресурсом отрасли. Российское геофизическое сообщество (ЕАГО, АИС, СНГС) готово представить руководству Минэнерго РФ соответствующие предложения по выходу из создавшейся опасной ситуации. Более подробную информацию о докладах и презентациях, представленных на симпозиуме, можно получить на сайте [www.novtekbusiness.com](http://www.novtekbusiness.com)

В целом симпозиум прошел в дружеской, доброжелательной атмосфере и содействовал дальнейшему прогрессу геофизики наших стран. Изменение формата симпозиума позволит в дальнейшем расширить рамки сотрудничества российских геофизиков со специалистами Ближнего Востока и других стран Азии. ☉

# XXII Научно-практическая конференция «Новые ГИС-технологии для нефтегазовых компаний»

В Уфе 21 ноября 2017 года в «Президент Отеле» прошла XXII Научно-практическая конференция «Новые ГИС-технологии для нефтегазовых компаний». Организатором конференции выступил геофизический кластер «Квант», созданный при содействии Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан. Кластер является крупнейшим в России центром геофизического приборостроения (40% рынка) и высокотехнологичного сервиса (20% рынка). В подготовке и проведении конференции 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».

Организаторы конференции поставили перед собой цель – ознакомить широкий круг специалистов нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями российской геофизики в решении наиболее актуальных проблем нефтегазовой индустрии. В фокусе конференции находились следующие технологии:

- изучение залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) углеводородов;
- отечественные технологии для освоения шельфа России;
- интегрированные технологии повышения нефтеотдачи пластов (МГРП в комплексе с 3D-сейморазведкой, ВСП, MWD, LWD, Hi-Tech-методами ГИС).

Значительное внимание было также уделено новым технологиям перфорации скважин, вопросам метрологии, качества и эффективности геофизического сервиса.

В конференции приняли участие 130 специалистов из 50 организации России, Казахстана, Беларуси и Китая. Нефтяные компании были представлены специалистами ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть», малых нефтяных компаний Башкирии, Татарии и Саратовской области.

Сервисные компании были представлены специалистами ООО «Газпром георесурс», АО «Когалымнефтегеофизика», ООО «ПИТЦ Геофизика», ООО «ГИРС сервис», АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», АО «Ямалпромгеофизика», ООО «ДМГ», АО «Башвзрывтехнологии», ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН», ЗАО «Северная геофизическая экспедиция», ООО «Юганскнефтегеофизика», ООО «ОЙЛПРОМСЕРВИС», ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)» и др.

Производителей геофизической техники, нефтегазового оборудования и технологий представляли: ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова» (ФГУП «ВНИИА»), ООО НПЦ «БУРИНТЕХ», АО «ВНИПИВзрывгеофизика», ПАО НПЦ ВНИИГИС, ООО «СИТТЕК», ГУП ЦМИ «УралГео», СЗАО «Новинка» (Группа ФИД, Беларусь), ЗАО «Эликом», ООО «Промперфоратор», АО «Взрывгеосервис», ООО «НПЦ «Гальва», ОАО «ТЗГО и А», CHINA PETROLEUM UNITE CREATION ENGINEERING EQUIPMENT CO., LTD. и др. Вызвы были представлены специалистами Башкирского госуниверситета и Уфимского государственного нефтяного научно-технического университета.

На пленарном заседании, 2-х секциях и 2-х круглых столах конференции было заслушано 29 докладов. В холле гостиницы была развернута выставка приборной продукции предприятий геофизического кластера «Квант».

На пленарном заседании был представлен анализ современного состояния российского рынка геофизического сервиса и обозначены перспективные направления развития отечественной геофизики. В настоящее время российский геофизический комплекс по объему выполняемых работ, технико-технологическому уровню, научному и кадровому потенциалу является вторым в мире после США. Китай занимает третью позицию. Комплекс в состоянии нейтрализовать технологические риски в области геофизического сервиса арктического и глубоководного шельфа, освоения месторождений с ТРИЗ, технологий ГРП и МГРП, обусловленные санкциями США и ЕС в отношении нефтегазовой индустрии России. Предложены конкретные шаги по взаимодействию геофизического комплекса с нефтегазовыми компаниями, Минэнерго и Минпромторгом РФ по нейтрализации санкций.

Наряду с новинками лидеров отечественного геофизического приборостроения большой интерес вызвали инновационные разработки компаний малого и среднего бизнеса ученых из Москвы, Уфы и Октябрьска.

Конференция в целом прошла в активном и полезном профессиональном диалоге разработчиков с практиками нефтегазодобычи и сервиса. Санкции позволяют нефтяникам и газовикам сделать переоценку своего отношения к отечественной геофизике, которая никогда не подведет и справится со всеми проблемами нефтегазового комплекса страны при соответствующем финансировании и доброжелательном отношении. ☉

## **Владимиру Викторовичу Лаптеву – 80!**

5 октября исполнилось 80 лет со дня рождения первого вице-президента Евро-Азиатского геофизического общества, члена редакционного совета научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», почетного члена ICoTA-Россия В.В. Лаптева, выдающегося специалиста в области геофизических исследований нефтегазовых скважин и геофизического приборостроения, неустоимого борца за передовые позиции российского геофизического сервиса на мировом нефтегазосервисном рынке.

В.В. Лаптев родился в Сызрани Самарской области. Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. акад. И.М. Губкина (1960 год) по специальности «инженер-геофизик». В 1967 году защитил кандидатскую диссертацию (ВНИИ ядерной геофизики и геохимии, Москва). В 1960–1967 годах работал в Куйбышевском НИИ нефтяной промышленности инженером, младшим и старшим научным сотрудником. В 1967–1970 годах работал в Алжире экспертом в компании SONATRAC. В 1971–1992 годах работал во ВНИИнефтепромгеофизике, где прошел путь от заведующего лабораторией до директора. В 1992–2004-м – генеральный директор ОАО «НПФ «Геофизика», с 2004-го – директор по развитию геофизического приборостроения этой фирмы.

Стоял у истоков создания Евро-Азиатского геофизического общества. С 2010 года является его первым вице-президентом. Автор свыше 140 статей и 5 изобретений.



### **Уважаемый Владимир Викторович, со славным юбилеем Вас!**

**Ваш управленческий талант и организаторские способности помогают российской геофизической отрасли идти в авангарде нефтегазового комплекса, несмотря на все сложности современного периода.**

**Вы фактически создали российскую школу геофизики, положив в ее теоретическую основу свои статьи, изобретения, выступления на многочисленных профессиональных форумах.**

**Ваши выдающиеся способности: ум, трудолюбие, прозорливость, умение выстраивать отношения с людьми и направлять их на великие дела помогли достичь высот мудрости и опыта.**

**Крепкого здоровья Вам, оптимизма, вдохновения, новых целей и сил для их достижения, взаимопонимания и любви близких!**

**Пусть осуществится всё, что Вами задумано!**

*Редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»*



## Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)

XII ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ



С 24 по 27 октября 2017 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина прошла XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика). Молодые специалисты вместе с ведущими учеными и руководителями отрасли обсудили перспективные научно-технические разработки, внедрение которых направлено на дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности. Традиционно инициатором проведения конференции выступило ПАО «Газпром».

Конференция проводится в Губкинском университете один раз в два года с целью вовлечения молодых специалистов в процесс решения ключевых задач, стоящих перед предприятиями нефтегазового комплекса России, по тематическим направлениям, охватывающим весь производственный цикл организаций ПАО «Газпром»: от поиска и разведки месторождений до сбыта готовой продукции.

В этом году на конференцию было заявлено более 400 научных работ по тринадцати направлениям из 86 организаций. Основными докладчиками на конференции выступили специалисты и молодые ученые из 43 дочерних обществ ПАО «Газпром», ставшие победителями и призерами региональных конференций, а также молодые ученые и студенты из 28 российских

отраслевых высших и средних специальных учебных заведений.

Конференцию открыл проректор по научной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор Александр Мурадов. Пленарное заседание началось с выступления ректора Губкинского университета, профессора Виктора Мартынова, в котором он подчеркнул значимость стратегического сотрудничества университета и ПАО «Газпром» в области подготовки высококвалифицированных кадров для предприятий нефтегазовой отрасли. Далее с приветственным словом выступил директор департамента добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики Российской Федерации Александр Гладков. «Молодежь осваивает все гораздо быстрее, чем мы. Она удивительным образом находит применение зачастую тем решениям, которые уже давно использовались. Это, наверное, какой-то новый взгляд, новый подход, который позволяет именно молодежи двигать нашу отрасль дальше», – отметил глава департамента Минэнерго России. В продолжение пленарной сессии с приветственным обращением от председателя правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера выступила начальник департамента ПАО «Газпром» Елена Касьян. С приветственным словом также выступил заместитель директора департамента науки и технологий Минобрнауки

России Магомед Минцаев. Далее пленарное заседание продолжилось выступлением заместителя генерального директора по науке ООО «НИИгазэкономика», профессора Алексея Комзолова с докладом об инновационном развитии ПАО «Газпром». Завершил пленарное заседание доклад члена научного совета при Совете Безопасности Российской Федерации, директора ООО «ГЕКОН» Михаила Григорьева о проектах освоения углеводородных ресурсов Арктической зоны с морской схемой транспортировки.

Далее работа конференции продолжилась по тринадцати секционному заседанием, на которых в течение двух дней было заслушано более 230 научных докладов. Работы молодых специалистов оценивала конкурсная комиссия, традиционно сформированная из руководителей и специалистов подразделений ПАО «Газпром» и ученых университета. По итогам секционных заседаний жюри отметило высокий и качественный уровень выполнения молодежных научно-исследовательских работ. Значительное число докладов отличает актуальность поставленных научно-технических задач, высокий профессиональный уровень их решения, конкретные предложения по внедрению результатов разработок в производство.

26 октября 2017 года в рамках конференции прошел финальный этап конкурса команд КВН

среди дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». В состав жюри финальной игры вошли начальник управления ПАО «Газпром» Татьяна Токарева, проректор по научной работе Губкинского университета Александр Мурадов, ответственный секретарь МПО «Газпром-профсоюз» Павел Фадеев и победители высшей лиги КВН Елена Гущина и Сергей Лунин. По результатам выступлений победителем стала команда ООО «Газпром трансгаз Томск».

В заключительный день для участников была организована экскурсия по инновационным центрам университета и проведена торжественная церемония награждения победителей и лауреатов конференции. ●



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



Russian Oil&Gas Industry Week

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

18-я международная выставка

## НЕФТЕГАЗ-2018



16-19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)



12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР  
МОСКВА

ММ  
Moscow  
Disorder



# Локальная поддержка для Ваших растущих потребностей

Quality Tubing – мировой лидер в производстве колтюбинговых труб с 40-летним стажем – готов поддержать быстро растущий российский рынок поставками гибких труб оптимизированного дизайна с местного склада. Мы готовы предоставить наилучшие решения, превосходящие Ваши требования к колтюбинговым трубам даже для самых сложных скважин.

Мы будем рады помочь Вам рационализировать Вашу работу за счет сокращения времени простоя оборудования и затрат.

Для получения дополнительной информации посетите наш сайт [nov.com/qualitytubing](http://nov.com/qualitytubing) или напишите нам по адресу [qualitytubing@nov.com](mailto:qualitytubing@nov.com).

# Caspian Oil&Gas

Ufi  
Approved  
Event

25-я Юбилейная  
Международная Выставка  
Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2018

Баку Экспо Центр  
Баку, Азербайджан

1994-2018  
**25**  
лет

Для дополнительной информации

[www.cog.az](http://www.cog.az)

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ  
ИНДУСТРИИ  
КАСПИЙСКОГО  
РЕГИОНА

#CaspianOilandGas  [www.fb.com/CaspianOilGas](http://www.fb.com/CaspianOilGas)

Организаторы



ITE MOSCOW (МОСКВА)  
Тел. : +7 (499) 750 0828  
E-mail: [oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)  
[www.caspianoilgas.ru](http://www.caspianoilgas.ru)

ITECA CASPIAN (БАКУ)  
Тел. : +99412 4041000 / 27  
E-mail: [oilgas@iteca.az](mailto:oilgas@iteca.az)  
[www.cog.az](http://www.cog.az)



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» 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 работы с использованием гибкой трубы наиболее востребованы в регионе Ваших работ? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
6. Какие виды ГРП используются в регионе работ Вашей компании? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
7. Какие технологии находятся в тренде современного нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
8. Что Вы считаете главным достижением Вашей компании в области прогрессивных технологий нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_





9. Какие факторы способствуют, а какие – препятствуют более широкому распространению прогрессивных технологий нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

10. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

11. Развитие каких технологий имеет наилучшие перспективы в ближайшем (5–10 лет) будущем? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

12. Хотели бы Вы получать регулярную рассылку с сайта [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)? \_\_\_\_\_

---

13. Если Вы ответили положительно на предыдущий вопрос, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

---

---

*Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) или [halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org)*

**Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!**



СПЕЦАВТОМОБИЛЬ ДЛЯ ГРП

[www.riatauto.ru](http://www.riatauto.ru)  
[www.riat.ru](http://www.riat.ru)

# БУЛИТОВОЗ 67187-030

**ИМПОРТО-  
ЗАМЕЩЕНИЕ**

новый продукт ОАО «РИАТ»  
по программе импортозамещения



## ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ

самогрузки-выгрузки, установки и транспортировки специальных емкостей объемом 50 м<sup>3</sup> для жидких и сыпучих реагентов, используемых при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов (ГРП) в составе комплекса оборудования для ГРП.

**ПРОВЕРЕНО В РЕАЛЬНЫХ  
УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**  
в «Пакер-Сервис»  
и «ТаграС-РемСервис»  
смотрите видео испытаний  
на сайте [www.riatauto.ru/news/1998.html](http://www.riatauto.ru/news/1998.html)



**ОАО РИАТ**

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ: +7 (8552) 30-51-00, 30-51-03  
ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ: +7 (8552) 53-44-43  
БЕСПЛАТНАЯ ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ: 8 800-200-53-30

**Уважаемые коллеги!**

На протяжении года во всех четырех номерах мы стремились давать вам свежую информацию, посвященную самым прогрессивным технологиям современного нефтегазового сервиса. Этого мы не смогли бы сделать, не будь у нашего журнала авторского актива – замечательных специалистов, экспертов по важнейшим направлениям развития отрасли, преданных друзей издания.

Завершается 2017 год. Как обычно, в четвертом выпуске журнала (ныне это «ВК» № 62) редакционный и наблюдательный советы, а также редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» поздравляют свой авторский актив – авторов лучших публикаций года.

Редакционным и наблюдательным советами научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» учреждено звание «Лучший автор года». Впервые в истории мы вручили дипломы лучшего автора журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» в 2016 году.

В этом году традиция награждения самых верных и компетентных членов нашего авторского актива продолжена. Большинство из них долгие годы поддерживали и поддерживают своими идеями содержательную часть журнала. Некоторые в этом году выступили в «ВК» с первыми яркими публикациями. Среди наших лучших авторов – ведущие специалисты сервисных, добывающих и производящих оборудование компаний, представители академической и вузовской науки.

Председатель ICoTA-Россия **Константин Валерьевич Бурдин** дал изданию содержательное интервью «На пике технологий» (№ 61), раскрывающее основные аспекты деятельности организации и главные тренды развития высокотехнологичного сегмента нефтегазового сервиса в России, а также выступил соавтором статьи «Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП без подъема ГНКТ на поверхность в России» (№ 59).

**Алёна Дмитриевна Захарова**, региональный руководитель департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия/СНГ», NOV, выступила со статьей «Проведение работ по бурению скважин с применением ГНКТ» (№ 60), в которой освещен передовой опыт компании в развитии этой перспективной технологии. Особенно приятно, что публикация подготовлена на основе выступления автора на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

**Dear colleagues!**

During the course of the year we have been trying to give you up-to-date information about state-of-the-art technologies of present-day oil and gas service. We will not be able to do that without our authors, brilliant specialists and experts in different areas of the industry. All of them are true friends of our periodical.

The year of 2017 is about to end. As usually, the fourth (in this year) issue of the Journal (Issue 62), contains congratulations article presented by Editorial and Supervisory Boards, as well as Editorial Board of scientific and practical Coiled Tubing Times Journal. In this article we would like to distinguish the best authors of the Journal in 2017.

Editorial and Supervisory Boards of scientific and practical Coiled Tubing Times Journal have established a title of “Best author of the year”. The first diplomas were presented to the best authors of Coiled Tubing Times Journal in 2016.

The tradition of presenting diplomas to the most faithful and competent members of our authors asset has been carried on this year as well. The majority of these people have been supporting our Journal with their ideas for a long time. Some of them have presented their publications in Coiled Tubing Times for the first time this year. Among our best authors one can find lead specialists of service and production companies, equipment manufacturers, as well as representatives of academic and institutional science.

**Konstantin Burdin**, Chairman of ICoTA-Russia, gave a detailed interview to our Journal which was published as “At the Peak of Technology” article (Issue 61). The article describes the main aspects of activities that are in the focus of this organization, as well as main development trends of high-tech oil and gas service in Russia. Konstantin was also a co-author of the article “Successful Implementation of 20 Stage Multistage Fracturing with CT in the Well in Russian Federation” (Issue 59).

**Alena Zakharova**, Regional Head, CT Equipment Department, Russia/CIS, NOV, presented the article “Performing of Coiled Tubing Drilling Operations” (Issue 60) in which the advanced experience of the company in the sphere of coiled tubing drilling was described. It is especially nice that the article was prepared based on the presentation given at the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Publication “Techniques for Casing Opening during Multi-Stage Hydraulic Fracturing in Cemented Liners” (Issue 61) of **R. Akhmetshin**, Deputy Director of "TagraS-RemServis", LLC and Head of the "AktubinskRemServis" enterprise, attracted serious attention. Interview of R.M. Akhmetshin “Complex Works Are Demanded – Where the Customer Sees the Efficiency of Coiled Tubing Technologies' Application” was published in the current issue of the Journal.

Огромный интерес вызвала публикация **Рубина Мударисовича Ахметшина**, заместителя директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальника предприятия «АктюбинскРемСервис» «Способы вскрытия колонны при МГРП в зацементированных хвостовиках» (№ 61). Интервью Р.М. Ахметшина «Востребованными становятся сложные работы – там, где заказчик видит эффект от применения колтюбинга» опубликовано в нынешнем номере журнала.

Главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» **Сергей Анатольевич Атрушкевич** предоставил нашему изданию материалы об очень перспективной технологии, только недавно пришедшей в Россию, – об эжекторной очистке скважин, опыте разработки оборудования для осуществления этой технологии и его применения (№ 61).

**Андрей Николаевич Кобец** в обстоятельной публикации дал широкий обзор колтюбинговых технологий, используемых в РУП «ПО «Белоруснефть» (№ 61), а **Константин Николаевич Яровой** рассказал о колтюбинге в ПАО «Укргаздобыча».

В этом номере (№ 62) вы можете ознакомиться со статьей директора Института нефти, газа и энергетики (ИНГЭ) Кубанского государственного технологического университета **Дмитрия Георгиевича Антониади**, соавтора «Обоснование использования гидроабразивного зондового перфоратора в инновационных колтюбинговых технологиях», в которой раскрывается конструкция и принцип действия этого устройства.

Статья **Кирилла Николаевича Овчинникова** и его коллег из ООО «ГеоСплит» и фонда «Сколково» «Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин» (№ 61) дала начало новой для журнала теме, которая находится на пике современных технологий – теме использования маркеров в нефтегазовом сервисе, в частности, при проведении МГРП.

Профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина **Любовь Абдулаевна Магадова** является соавтором большинства публикаций в разделе «Нефтепромысловая химия», выходящих в каждом номере на протяжении года, а доцент РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина **Люция Фаритовна Давлетшина** выступила в № 62 в соавторстве со статьей «Влияние смолисто-асфальтеновых веществ на эффективность кислотных обработок».

Доцент Уфимского государственного нефтяного технического университета

**Sergei Atrushkevich**, Design Manager and First Deputy Director at Novinka CJSC provided our Journal with materials about the advanced technology that has just recently come to Russia. The article “Ejector well cleanout. Experience and application” was published in Issue 61 of Coiled Tubing Times.

**Andrey Kobets** in his publication provided comprehensive review of coiled tubing technologies used in RUP PO Belorusneft (Issue 61) while **Konstantin Yarovoy** told about coiled tubing in technologies in Ukrgazdobycha, PJSC.

In the current issue (#62) you can get acquainted with the article “Justification of Application of Hydroabrasive Sonde Perforator in Innovative Coiled Tubing Technologies”, one of the co-authors of which is **Dmitry Antoniadi**, associate professor, Institute of oil, gas and energy at Kuban State Technological University. The article presents design and operating principle of the mentioned tool.

The article of **Kirill Ovchinnikov** and his colleagues from GeoSplit, LLC and Skolkovo Foundation, entitled as “Implementation of Marker Technologies for Production Logging in Horizontal Wells” (Issue 61) gave a birth to new for our Journal topic which is now at the forefront of present-day technologies, namely the technology of markers application in oil and gas service in general and during multi-stage hydraulic fracturing in particular.

**Iyubov Magadova**, Professor, I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, is a co-author of the majority of publications in the “Oilfield chemistry” section while **Lucia Davletshina**, Associate Professor, I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, was a co-author of the article “The influence of resinous-asphaltenic materials on the acid treatment efficiency” presented in Issue 62 of Coiled Tubing Times.

**Ildar Denislamov**, Associate Professor of Ufa State Oil Technical University, published (as a co-author) two articles this year: “Mode Operation of Reservoirs and Downhole Equipment in Oil Wells” (Issue 60) and “Improving the Technology of Water Cut Determination in Oil Production Wells” (Issue 62).

**Yuri Balakirov**, the oldest member of the Editorial Board of our Journal and Honorary Member of ICoTA-Russia, has been updating personal column with new material during the whole year of 2017. He has been sharing his vast experience (Yuri has more than 50 years in oil and gas industry).

Editorial Board of Coiled Tubing Times expresses its gratitude to the best authors for their brilliant publications and waits for new articles, interviews and reviews from them in 2018.

The best authors who participated in the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference were ceremoniously awarded with diplomas there.

Diplomas for the rest of the authors will be sent via mail together with the current issue of the Journal (Coiled Tubing Times, Issue 62).



**К.В. Бурдин**  
**K. Burdin**

**Ильдар Зафирович Денисламов** опубликовал в этом году в соавторстве две замечательных статьи: «Режимная эксплуатация пластов и подземного оборудования нефтяных скважин» (№ 60) и «Совершенствование технологий по определению обводненности продукции нефтяных скважин» (№ 62).

Старейший член редакционного совета журнала, почетный член ИСОТА-Россия **Юрий Айрапетович Балакиров** на протяжении всего года вел авторскую «Колонку», передавая читателям свой богатейший опыт, накопленный за более чем полувековую карьеру в нефтегазовой отрасли.

Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» благодарит лучших авторов за их замечательные публикации и ждет от них новые статьи, интервью, зарисовки, обзоры, которые украсят редакционный портфель в 2018 году.

Лучшим авторам журнала, которые являлись делегатами 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», соответствующие дипломы были вручены в торжественной обстановке.

Дипломы остальным лучшим авторам будут отправлены по почте вместе с этим номером журнала («Время колтюбинга. Время ГРП», № 62). ☉



**Л.Ф. Давлетишина**  
**L. Davletsbina**



**Р.М. Ахметшин**  
**R. Akhmetsbin**



# ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса  
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе  
Российские нефтегазовые выставки



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

## НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО  
Павильон 3 • залы 13 и 14

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)



## 14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)

## ФАКТЫ MIOGE 2017

**607** компаний-участников  
Выставки и Конгресса

**35** стран-участников  
Выставки и Конгресса

**18 500** посетителей

**25 873** кв.м выставочной площади

**50** мероприятий Конгресса и  
Технической программы Выставки

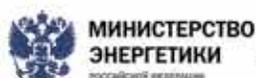
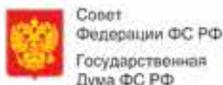
**235** докладчиков

**1 000** делегатов



**ITE МОСКВА**  
+7 (499) 750 0828  
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)  
[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5011  
[og@ite-events.com](mailto:og@ite-events.com)  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)





Society of Petroleum Engineers

# РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

## ПОДАЙТЕ РЕФЕРАТ ДО 16 МАРТА 2018



СПОНСОР МОЛОДЕЖНЫХ ПРОГРАММ



МОСКВА, РОССИЯ | 15-17 ОКТЯБРЯ 2018



**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**



# Красота месторождений The Beauty of Oilfields



Фото Владимира Лебедева  
Photo by Vladimir Lebedev



Фото Владимира Лебедева  
Photo by Vladimir Lebedev



Фото Гульдар Кутушевой  
Photo by Guldar Kutusheva

**Фотографии предоставлены  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.**

**The photos are published by  
courtesy of Gubkin Russian State  
University of Oil and Gas.**



Фото Владимира Лебедева  
Photo by Vladimir Lebedev



Фото Александра Стрелкова  
Photo by Aleksandr Strelkov



Фото Дмитрия Елисеева  
Photo by Dmitry Eliseev



Фото Гульдар Кутушевой  
Photo by Guldar Kutusheva

# КАЛЕНДАРЬ 2018

## НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



26 - 31 МАРТА  
АНАПА, РОССИЯ

7-я Международная научно-практическая конференция  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ СБОРА,  
ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И  
АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ - 2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

21 - 26 МАЯ  
СОЧИ, РОССИЯ

13-я Международная научно-практическая конференция  
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА  
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.  
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

24 - 29 СЕНТЯБРЯ  
СОЧИ, РОССИЯ

9-я Международная научно-практическая конференция  
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2018

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
ИНФОРМАЦИОННЫЙ  
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал  
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22 - 27 ОКТЯБРЯ  
СОЧИ, РОССИЯ

6-я Международная научно-практическая конференция  
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ  
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2018

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом  
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



(861) 212-85-85

oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

**Российское отделение Ассоциации специалистов по  
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития  
колтюбинговых технологий»**

**Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association**

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies  
Development Center**



**ИСОТА  
РОССИЯ**



Контактная информация

Пыжевский 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](mailto: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](mailto:info@icota-russia.ru)

[www.icota-russia.ru](http://www.icota-russia.ru)



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

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

## ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Организация/компания/структура \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Адрес электронной почты \_\_\_\_\_

Телефон служебный \_\_\_\_\_ Факс \_\_\_\_\_

Телефон мобильный \_\_\_\_\_

Почтовый адрес для связи \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

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



**Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»  
на отраслевых мероприятиях в 2018 году**

**ВК № 4/62, декабрь-2017**

<b>Мероприятие</b>	<b>Дата проведения</b>	<b>Страна, город</b>	<b>Организатор</b>	<b>Сайт мероприятия</b>
SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition	23–25.01.2018	США, Вудлендс	SPE	<a href="http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18hftc/homepage.html">http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18hftc/homepage.html</a>
Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии»	05–08.02.2018	Россия, Москва	Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова, Евро-Азиатское геофизическое общество	<a href="https://www.gece.moscow/">https://www.gece.moscow/</a>
15-я Международная выставка «Нефть. Газ. Химия. Экология – 2018»	14–16.02.2018	Россия, Республика Татарстан, Набережные Челны	ВЦ «Экспо-Кама»	<a href="http://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilcheln/index.ru.html">http://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilcheln/index.ru.html</a>
International Petroleum Week 2018 – 105-я международная нефтяная неделя IP Week	20–22.02.2018	Великобритания, Лондон	Британский институт энергетики	
Ремонтно-изоляционные работы. Интенсификация притока. Современные технологии и решения	4–10.03.2018	Шотландия, Абердин	Capital Business Events	<a href="http://www.capitalbe.co.uk/programmes/modern-methods-of-enhanced-oil-recovery-problems">http://www.capitalbe.co.uk/programmes/modern-methods-of-enhanced-oil-recovery-problems</a>
IADC/SPE Drilling Conference 2017 – 35-я Международная буровая конференция SPE/IADC	6–8.03.2018	США, Форт-Уэрт	SPE	<a href="https://www.spe.org/en/events/drilling-conference/home/">https://www.spe.org/en/events/drilling-conference/home/</a>
XII ежегодная конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе»	15.03.2018	Россия, Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	<a href="http://www.n-g-k.ru/?page=meropr58">http://www.n-g-k.ru/?page=meropr58</a>
SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	27–28.03.2018	США, Вудлендс	SPE	<a href="http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18ctwi/home.html">http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18ctwi/home.html</a>

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](mailto: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](mailto:cttimes@cttimes.org)

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



**Рубин Мударисович АХМЕТШИН** родился 11 ноября 1961 года в Лениногорске, Республика Татарстан. Окончил Уфимский нефтяной институт. Трудовую деятельность начал в 1982 году в должности помощника бурильщика Лениногорского управления буровых работ. С 1991 года работал в Лениногорском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин мастером КРС, инженером технологического отдела, начальником отдела. С 2002 года работал в Актыубинском управлении канатно-контейнерных и пакерных методов – УКК и ПМ (с 2008 года – ООО «Татнефть-АктыубинскРемСервис» в должности главного инженера. В настоящее время – заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктыубинскРемСервис».

**Rubin Mudarisovich AKHMETSHIN** was born on November 11, 1961 in Leninogorsk, the Republic of Tatarstan. He graduated from Ufa Oil Institute and in 1982, got his first job as a Driller Assistant at Leninogorsk Drilling Department. In 1991 he was employed by Leninogorsk Production Enhancement and Well Workover Department as a Well Workover Operator. Then he was an Engineer of Technologies Department and the Head of this Department. Starting from 2002, he has been working as the Chief Technology Officer at Aktyubinsk Department of Cable-Container and Packer Methods (Tatneft-AktyubinskRemService starting from 2008). Currently – deputy director of "TagraS-RemServis" – the head of the enterprise "AktyubinskRemServis".

Почетный редактор – **Рон Кларк** ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
главный редактор – **Галина Булыка** ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –  
**Артём Грибов** ([artem.gribov@cttimes.org](mailto:artem.gribov@cttimes.org));  
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;  
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;  
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;  
подписка и рассылка – [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –  
**Artem Gribov** ([artem.gribov@cttimes.org](mailto: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](mailto:advert@cttimes.org)); Design & computer making up – **Ludmila  
Goncharova**; Subscription & distribution – [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



# Производственная компания ООО «Р-Фактор»

Европейский подход к российским условиям

**Производство оборудования для гидравлического разрыва пласта (ГРП) и оборудования для заканчивания скважин**



## **Оборудование:**

**Испытаны  
и запущены в серийное  
производство муфты  
многоразового  
действия**



## **Производство:**

**Насосы плунжерные  
гидравлические и их  
комплектующие для  
насосных установок**



**Устройство сброса  
шаров для проведения  
многостадийных ГРП**



**Муфты НКТ,  
переходные катушки,  
фланцы, переводники –  
любых типоразмеров**

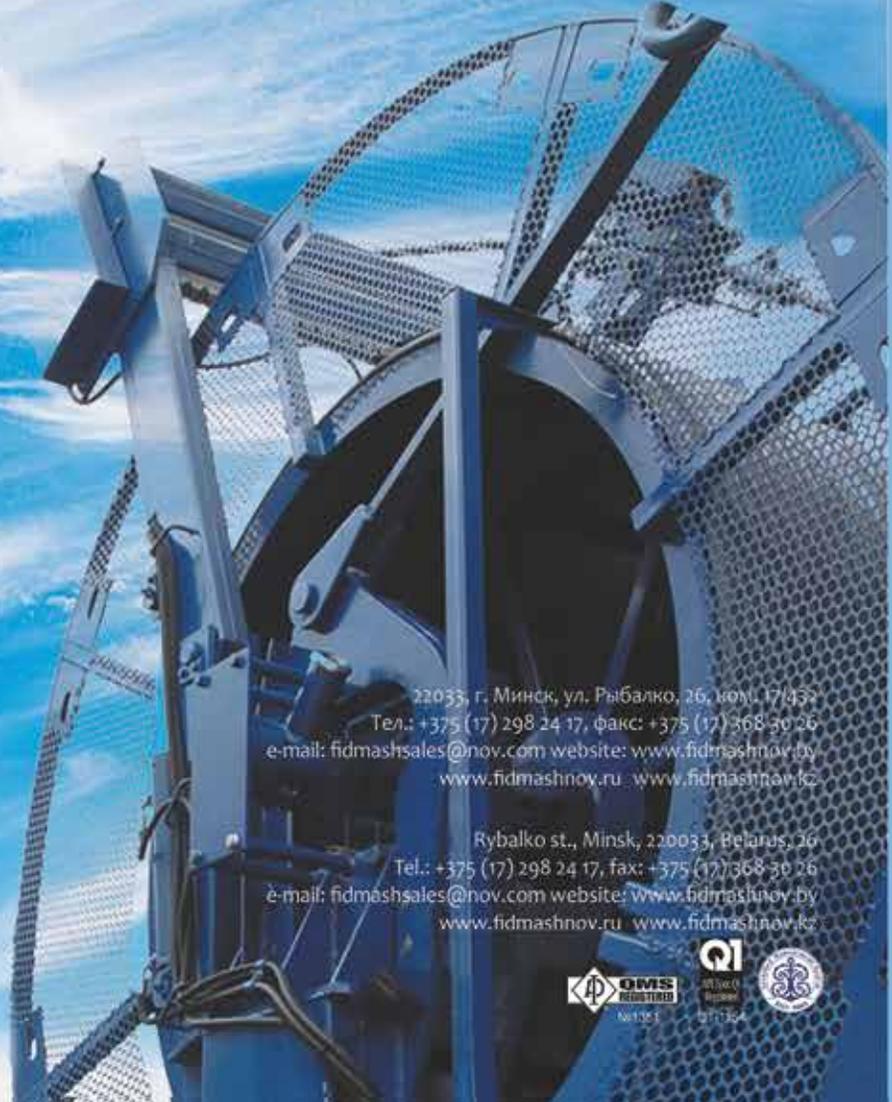
г. Нижневартовск,  
отдел маркетинга: +7 912 531 1032  
[info@r-faktor.ru](mailto:info@r-faktor.ru) / [www.r-faktor.ru](http://www.r-faktor.ru)



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

Оборудование для ГРП  
Fracturing Equipment

**Fidmarsh**  
Completion &  
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, комн. 17/133  
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26  
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)

