

# Правила игры меняются, как и технологическая составляющая

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

# Rules of the Game Are Changing Just Like the Technological Component

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

Юбилейная 20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 7-8 ноября 2019 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Конференция прошла при официальной поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Спонсорами являлись: СЗАО «ФИДМАШ» (генеральный спонсор), «Шлюмберже» (официальный спонсор), ООО «Пакер Сервис», СЗАО «Новинка», NOV Quality Tubing, ООО «МашОйл» (спонсоры). В качестве партнера конференции традиционно выступил научно-образовательный центр «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Целевая аудитория мероприятия – представители нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний, а также отраслевых вузов и исследовательских структур.

В 20-й встрече приняли участие 135 делегатов из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Беларуси, Германии, ОАЭ. Они представляли 63 структуры, в том числе компании «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Пакер Сервис», «Татнефть», «Шлюмберже», Weatherford, «ТаграС-РемСервис», «ЛениногорскРемСервис», «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-Групп», «БВТ», «БВТ- ▶

20<sup>th</sup> anniversary International Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held on November 7-8, 2019 at Novotel Moscow City, Moscow.

The conference was organized by the Russian chapter of ICoTA and Coiled Tubing Times journal. Official support was provided by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

The event was sponsored by NOV FIDMASH (general sponsor), Schlumberger (official sponsor), Packer Service, Novinka, NOV Quality Tubing, MashOil (sponsors). Oilfield Chemistry research and educational centre under Gubkin University of Oil and Gas acted as a traditional partner of the conference.

The target audience of the event – representatives of oil and gas service companies, oil and gas producers, equipment and material manufacturers for high-tech oil and gas field services, as well as representatives of industrial universities and research centres.

20<sup>th</sup> conference brought together 135 delegates from various Russian regions, USA, China, Belarus, Germany, UAE. They represented 63 entities, including Rosneft, Gazprom, Gazpromneft, LUKOIL, NOVATEK, Packer Service, Tatneft, Schlumberger, Weatherford, TagraS-RemService, LeninogorskRemService, FracJet-Volga, Ural-Design-Group, BVT, BVT-Vostok, Belorusneft, FIDMASH, NOV Quality Tubing, BP Russia, Baker Huges, Tenaris, Novinka, FID Group, INK-TKRS, Kogalymneftegeofizika, Bashneftegeofizika, Inteko-Tubing, Khimprom, RN-CEPiTR, RN-BashNIPineft, RN-Yuganskneftegaz, RN-GRP, Welltech Oilfield Services Rus, ESTM, PKF GIS Nefteservis, SHINDA, Chelyabinsk Pipe Mill, BTV-Coiled tubing, Zenit-Service, RGM-Neft-Gaz-Service, ▶

**Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – главное событие в календаре российского отделения ICoTA.**

**International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is the main event on the agenda of the Russian chapter of ICoTA.**

Восток», «Белоруснефть», СЗАО «ФИДМАШ», NOV Quality Tubing, BP Russia, Baker Hughes, Tenaris, СЗАО «Новинка», Группа ФИД, «ИНК-ТКРС», «Когалымнефтегеофизика», «Башнефтегеофизика» «Интеко-Тюбинг», «Химпром», «РН-ЦЭПиТР», «РН-БашНИПИнефть», «РН-Юганскнефтегаз», «РН-ГРП», «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)», ESTM, «ПКФ «ГИС Нефтесервис», SHINDA, Челябинский трубопрокатный завод, «БТВ-Колтюбинг», «Зенит-Сервис», «РГМ-Нефть-Газ-Сервис», НПП «РостЭКтехнологии», НПФ «Пакер», «МеКаМиннефть», «Газпром ПХГ», «Газпром недр», Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, «Джерри-Нефтегазовое оборудование», «Топ Тулз Рус», «Римера» и др., а также представители вузовской науки, в частности, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ICoTA. За два десятилетия конференция стала основной площадкой, где заказчики и подрядчики имеют прекрасную возможность получить информацию об инновациях, в текущем году появившихся на рынке. Мероприятие проводится ежегодно, и оно по праву заслужило репутацию профессионального клуба приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия к. т. н. **Константин Бурдин**. Он поздравил присутствующих с юбилеем мероприятия, пожелал конференции плодотворной работы и передал слово для приветствия генеральному директору СЗАО «ФИДМАШ», генерального спонсора конференции, **Александру Линевичу**.

«Наша компания более двух десятилетий назад начинала производство колтюбингового оборудования, и в то время мы очень мало о нем знали, – начал свое выступление А. Линевиц, – прошло двадцать лет, но и сегодня я не могу сказать, что знаю о колтюбинге абсолютно всё, потому что постоянно идет усовершенствование техники. Живое общение, которое дарят эти конференции, позволяет нам, производителям оборудования, следовать самым передовым трендам, обеспечивать внедрение новейших технологий нефтегазового сервиса. Нам удастся создавать технику, которая позволяет усиливать возможности сервисных компаний, а иногда у нас получается даже опережать запросы потребителей. Поэтому наша компания всегда принимала активное участие в конференциях «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» и оказывала



Константин Бурдин  
Konstantin Burdin

RoSTEKtehnologii, NPF Packer, MeKaMineft, Gazprom PKhG, Gazprom nedra, Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, Jerry – Oil and Gas Equipment, Top Tools Rus, Rимера and other companies as well as representatives of universities, in particular, Gubkin University of Oil and Gas.

International Scientific and Practical

Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference – the most long standing forum in Russia, is the main event on the agenda of the Russian chapter of ICoTA. For two decades, the conference continues to be the main venue where

customers and contractors have an excellent opportunity to receive information on innovations that have appeared on the market this year. The event is held annually, and it rightfully earned a reputation as a professional club of adherents of high-tech oil and gas services.

The conference was opened by **Konstantin Burdin**, PhD,

Chairperson of ICoTA-Russia. He congratulated those present on the anniversary of the event, wished the conference fruitful work and passed the floor to **Alexander Linevich**, the Director General of FIDMASH – general sponsor of the conference.

Our company began the production of coiled tubing equipment more than two decades ago, and at that time we knew very little about it” – A. Linevich started his speech. “Twenty years have passed, but today I can’t say that I know absolutely everything about coiled tubing, because there is an ongoing improvement in technology”. Live communication provided by these conferences allows us, equipment manufacturers, to follow the most advanced trends, to ensure the introduction of the latest oil and gas service technologies. We manage to create machinery that allows us to enhance the capabilities of service companies, and sometimes we even manage to get ahead of customer requests. Therefore, our company has always taken an active part in Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention conferences and supported the events. I am sure that such meetings allow all of us moving forward together. I wish the conference participants successful and constructive work”.

**Halina Bulyka**, Editor-in-Chief of Coiled Tubing Times scientific and practical journal also congratulated the participants on the opening of

**Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении.**

**Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms.**

им поддержку. Я уверен, что эти встречи позволяют нам всем вместе двигаться вперед. Желаю участникам конференции успешной и конструктивной работы».

Главный редактор научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» **Галина Булыка** от имени организаторов также поздравила собравшихся с открытием конференции, отметив, что «сегодня клуб приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса собрался в полном составе».

### Время стратегии

Насыщенную программу конференции, вместившую в шести секциях 32 выступления, открыл стратегический доклад «**Будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП**», с которым выступил руководитель аналитической группы RPI Research & Consulting **Вадим Кравец**.

Докладчик перечислил факторы, которые учитывались при составлении прогнозов, в том числе прогнозов количества нефтесервисных операций с разбивкой по сегментам рынка. Были представлены базовый, пессимистический и оптимистический сценарии добычи нефти в РФ на период до 2030 года и прогноз добычи по типам месторождений (старые, новые, ТРИЗ, шельф). Дана ретроспективная динамика нефтесервисного рынка РФ в 2005-2018 годах с указанием его основных драйверов в этот период и прогнозная динамика этого рынка на 2019-2030 годы.

В прогнозе в качестве причин роста объема рынка выделены:

- увеличение числа нефтесервисных операций;
- рост стоимости операций вследствие их усложнения (например, в сегменте ГРП вследствие возрастания числа операций МГРП и увеличения числа их стадий или



Галина Булыка  
Halina Bulyka

the conference, noting that “today the club of adherents of high-tech oil and gas services has gathered in full”.

### Strategy time

Tight conference program, which comprised 32 presentations in six sections, was opened by the strategic presentation “**The Future of the Russian Oilfield Services Market, Including Coiled Tubing and**

**Fracturing Segments**”, delivered by **Vadim Kravets**, the head of the analytical group RPI Research & Consulting.

The speaker listed the factors that were taken into account when making the forecasts, including forecasts of the number of oilfield operations by market segment. The baseline, pessimistic and optimistic scenarios of oil production in the Russian Federation for the period until 2030 and the forecast of production by type of oilfield (mature, new, yard-to-recover reserves, offshore) were presented. The speaker provided retrospective dynamics of the oilfield services market of the Russian Federation in 2005-2018, indicating its main drivers during this period and the forecast of the market for 2019-2030.

Forecast includes the following factors driving the possible growth of the market:

- Increase in the number of oilfield services operations;
- Higher price of such operations due to increased complexity (e.g., in the fracturing segment – increase in the number and complexity of fracking stages, or more complicated workover operations);
- Inflation.

Compared to 2018, there will be a change in the composition of the five largest segments of the oilfield services. The greatest progress is expected in the segments of drilling and hydraulic fracturing.

The dynamics of the coiled tubing market volume in 2007-2018 was presented. The largest growth during this period was demonstrated by the hydraulic fracturing and multi-fracturing operations segment (+46.0 billion rubles), which accounted for 64.9% of the coiled tubing market growth.

The most expensive and money-intensive segment of CT operations is hydraulic fracturing market, including multi-stage fracturing in new wells. Its volume in 2018 amounted to 48.3 billion rubles (60.8%).

Currently, the market structure for the main coiled

Ожидается, что в период с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth.



Вадим Кравец  
Vadim Kravets

сложности операций КРС);

- инфляционные процессы.

По сравнению с 2018 годом состав пятерки крупнейших сегментов нефтесервисного рынка изменится. Наибольший прогресс ожидается в сегментах сопровождения бурения и ГРП.

Была представлена динамика объема рынка колтюбинга в 2007-2018 годах. Наибольший рост в этот период продемонстрировал сегмент операций при ГРП и МГРП (+46,0 млрд руб), обеспечивший 64,9% роста рынка колтюбинга.

Самый дорогой и объемный в денежном выражении сегмент операций с ГНКТ – это операции ГРП, включая МГРП на новых скважинах. Его объем в 2018 году составил 48,3 млрд руб. (60,8%).

В настоящее время структура рынка основных колтюбинговых операций выглядит так:

- обработка ПЗП скважины и вызов притока (без учета ГРП);
- подготовительные работы к ГРП, освоение скважины после ГРП;
- подготовка скважины к ЗБС, освоение после ЗБС;
- подготовка в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин/освоение вновь пробуренных скважин;
- прочие виды работ КРС;
- операции при ГРП и МГРП;
- операции при бурении и ЗБС.

Наибольшую долю рынка колтюбинга в физическом выражении составляют операции при КРС (71,2%), при этом в денежном выражении они составляют лишь 35,2%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом выражении их доля составляет 26,8%, тогда как в денежном выражении этот сегмент первенствует – 60,8%.

Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций и себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Однако в связи с появлением ряда российских производств ГНКТ ожидается сдерживание стоимости операций.

В 2006-2018 годах крупнейшим сегментом рынка ГРП являлись операции одностадийного ГРП на переходящем фонде скважин, которые составляли 49,7% рынка в физическом выражении. В 2018 году объем рынка вырос по сравнению с 2017 годом на 29,2% и



tubing operations looks as follows:

- Bottomhole area treatment and well stimulation (excluding fracking);
- Preparation for fracturing, well stimulation after fracturing;
- Preparing well for sidetracking, well stimulation after sidetracking;
- Preparing for operation and repair of injection wells / stimulation of

newly-drilled wells;

- Other types of workover operations
- Fracturing and multi-stage fracturing operations;
- Drilling and sidetracking operations.

The largest share of CT market in physical terms accounts for workover operations (71.2%), while in monetary terms their share is only 35.2%. The opposite picture is observed in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, its share is 26.8%, while in monetary terms this segment is a leader – 60.8%.

Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms. The growth will be stipulated by an increase in the number of operations and the cost of individual operations due to increase in technological complexity. However, due to the emergence of a number of Russian coiled tubing manufacturers, cost of operations is expected to be contained.

In 2006-2018 the largest segment of the hydraulic fracturing market was single-stage hydraulic

fracturing operations on the current declining well stock, which comprised 49.7% of the market in physical terms. In 2018, the market volume grew by 29.2% compared to 2017 and amounted to 133.1 billion rubles. This growth was primarily associated with an increase in the number of multi-stage fracturing operations, which became more technologically sophisticated and expensive.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth; it has already surpassed single-stage hydraulic fracturing operations

**Ямальский кластер сегодня представляет собой отдельный сегмент, где стандартные гибкие трубы просто не работают. Длины горизонтальных стволов в среднем там составляют 1500 м, проявляется тенденция к их увеличению до 2000 м. Все эти обстоятельства поднимают технологическую и техническую планки.**

**Yamal cluster today is a separate segment where standard CT simply does not work. The length of horizontal wellbores is on average 1,500 m, with a tendency to extend to 2,000 m. All these circumstances raise the technological and technical bar rather high.**

составил 133,1 млрд рублей. Этот рост был связан в первую очередь с увеличением количества операций МГРП, которые стали более технологически сложными и дорогостоящими.

Ожидается, что в период с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже превзошел в совокупном объеме рынка одностадийные операции ГРП, а к 2020 году его доля в денежном выражении возрастет до 81,4%. Это будет обусловлено ростом технологической сложности и себестоимости операций ГРП.

## Время колтюбинга

**«ГНКТ как неотъемлемая часть для решения задач на скважине. Вызовы сегодняшнего дня»** – такой доклад озвучил **Сергей Симаков**, эксперт Управления интегрированных решений по ВСП Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ». Стоящие и решаемые вызовы сегодняшнего дня, выученные, причем не только положительные, уроки по отдельным дочерним обществам оказались в центре повествования. Была охарактеризована динамика изменения характеристик современных операций с применением ГНКТ. Выделены их основные виды:

- исследование скважин, активация узлов заканчивания при проведении МГРП;
- открытие-закрытие портов МГРП, установка пробок, фрезерование и т. д.;
- радиальное вскрытие пласта;
- бурение на ГНКТ.

Главным применяемым диаметром ГНКТ в настоящее время является 50,8 мм. Этот выбор обусловлен прежде всего увеличением протяженности горизонтальных участков скважин. Однако на Ямальском кластере большой потенциал к использованию имеет ГНКТ диаметром 60,3 мм, емкость узла намотки которой 6300 м. Ямальский кластер сегодня представляет собой отдельный сегмент, где стандартные гибкие трубы просто не работают. Длины горизонтальных стволов в среднем там составляют 1500 м, проявляется тенденция к их увеличению до 2000 м. Все эти обстоятельства поднимают технологическую и техническую планки. В настоящее время компания проходит

**В условиях, когда все большую часть потенциальных запасов углеводородного сырья составляют трудноизвлекаемые, значительно расширяются возможности применения ГНКТ в качестве инструмента.**

**In conditions when an increasingly large part of the potential hydrocarbon reserves are hard to recover the possibilities of using CT as a tool are greatly expanded.**

in the total market volume, and by 2020 its share in monetary terms will increase to 81.4%. This will be due to the increase in technological complexity and cost of hydraulic fracturing operations.

## Coiled tubing times

**“Coiled Tubing as an Integral Part for Solving Problems at the Field. Current Challenges”**. This was the topic of the presentation by **Sergey Simakov**, COIL Tubing Expert Division of PVS for Assets Well Intervention Section, Gazpromneft NTC. The present challenges as well as lessons learned (not only positive) from individual subsidiaries were at the center of the story. Changes in the characteristics of modern CT operations have been described by the speaker. He outlined the main types of operations:

- Well surveying, activation of well completion units during multi-stage fracturing;
- Multi-stage fracturing ports opening and closing, installation of plugs, milling, etc.;
- Radial drilling;
- CT drilling.

The main coiled tubing diameter currently in use is 50.8 mm. This choice is primarily due to the increase in the length of horizontal sections of wells. However, in the Yamal cluster there is great potential for the use of a 60.3 mm coiled tubing, with the reel capacity of 6,300 m. The Yamal cluster today is a separate segment where standard CT simply does not work. The length of horizontal wellbores is on average 1,500 m, with a tendency to extend to 2,000 m. All these circumstances raise the technological and technical bar rather high. Currently, the company is undergoing a contracting procedure for an injector with a pulling force of 45 tons.

The challenges faced during the development of the Yamal cluster and requiring complex, non-

standard solutions were described. The speaker informed about the tasks set and the actual outcomes, including the issues that had to be addressed additionally. Data on a specific well with complex profile, on work progress, difficulties and lessons learned were presented.

The ways of improving the CT services were indicated, the development potential of which is based

**Ключевым элементом развития горизонтальных скважин турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультстадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых на ГНКТ.**

**A key element in the development of Turon horizontal wells was the use of hydraulic fracturing fluid (water and hydrocarbon based) in tandem with completion technology for multistage hydraulic fracturing using sliding sleeves controlled by coiled tubing.**

процедуру контрактирования уже с инжектором, тяговое усилие которого 45 тонн.

Были охарактеризованы вызовы, поставленные в процессе освоения Ямальского кластера и требующие сложных, нестандартных работ. Рассказано о том, какие ставились задачи и что было получено по факту, какие вопросы пришлось решать дополнительно. Представлены данные по конкретной скважине сложного профиля, о ходе работ, возникших в их процессе сложностях и извлеченных уроках.

Указаны пути улучшения сервиса ГНКТ, потенциал развития которого основан на усложнении технологий и привлечении инновационного оборудования.

«Правила игры меняются, как и технологическая составляющая», – начал свой доклад **«Применение колтюбинга в условиях трудноизвлекаемых запасов»** директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» **Камиль Каримов**. В условиях, когда все большую часть потенциальных запасов углеводородного сырья составляют трудноизвлекаемые, нефтесервисный рынок вынужден учитывать это обстоятельство как в плане технического оснащения, так и в плане инженерного подхода – оборудования, дизайнов, материалов. При этом значительно расширяются возможности применения ГНКТ в качестве инструмента.

Были представлены основные типы заканчивания при МСГРП и их преимущества. Так, в США 80% операций приходится на Plug & Perf, позволяющих осуществить максимальный охват (SRV). В Канаде 80% составляют ППМ (полнопроходные многоразовые порты), основное конкурентное преимущество которых – максимальная скорость. В России в 90% случаев применяются шаровые компоновки, обеспечивающие экономичность.

Докладчик подробно остановился на типе заканчивания Limited Entry.

Был представлен дизайн кластерной перфорации и охарактеризовано количество кластеров. Значительная часть выступления была посвящена технологии Plug & Perf, ее сути и результатам применения. Заключительная часть содержала информацию о парке оборудования ГНКТ и ГРП компании «Пакер Сервис» и комплектности флотов.

**Константин Бурдин**, к. т. н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберге» выступил с докладом **«На пути к спящему дракону»**. Запасы турона составляют 1,1 триллиона кубических метров газа (что приблизительно равно 50% доказанных запасов газа Канады, согласно отчету ВР в 2017 году). Существуют ли решения для извлечения углеводородов из пласта, представляющего собой неконсолидированный песчаник с

Эдуард Абусалимов  
Eduard Abusalimov



Было рассмотрено использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов.

The use of lateral horizontal channels of small diameter was considered from the viewpoint of extracting hard-to-recover reserves from heterogeneous dense reservoirs.

on the complexity of technologies and the attraction of innovative equipment.

“The rules of the game are changing, just like the technological component”. These were the first words of the presentation **“Coiled Tubing Operations under the Conditions of Hard-to-Recover Reserves”** delivered by **Kamil Karimov**,

Director for Business Development and New Technologies, LLC Packer Service. In conditions when an increasingly large part of the potential hydrocarbon reserves are hard to recover, the oilfield services market is forced to take into account this circumstance both in terms of technical infrastructure and in terms of engineering approach – equipment, designs, materials. At the same time, the possibilities of using CT as a tool are greatly expanded.

The main types of completion for multi-stage fracturing and their advantages were presented. So, in the US 80% of operations are done by Plug & Perf, which allows for maximum coverage (SRV). In Canada 80% of the total number of ports is full-bore reusable ports, the main competitive advantage of which is maximum speed. In Russia, in 90% of cases ball assemblies are used that provide economic efficiency.

The speaker dwelled in detail on the "Limited Entry" type of completion.

The design of cluster perforation was presented, including characterization of the number of clusters. A significant part of the presentation was devoted to Plug & Perf technology, its essence and application results. The final part contained information on the CT and fracturing fleets of Packer Service and the completeness of the fleets.

**Konstantin Burdin**, Ph.D., Chief Engineer of the CT Department at Schlumberger, made a presentation **“On the Way to the Sleeping Dragon”**. Turon’s reserves are 1.1 trillion cubic meters of gas (approximately 50% of Canada’s proven gas reserves, according to BP report in 2017). Are there solutions for the extraction of hydrocarbons from the reservoir, which is unconsolidated sandstone with a reservoir

пластовой температурой 15 °С? Имеется ли опыт селективной добычи и заканчивания горизонтальных скважин, обеспечивающего предотвращение миграции песка из пласта без использования системы Gravel pack? Как и за счет чего компания-оператор получает выгоду от разработки нового резервуара на brown fields?

Основой технического решения стало редко используемое устройство контроля притока с универсальными песчаными фильтрами-экранами и подземным оборудованием для селективного стимулирования. Ключевым элементом развития горизонтальных скважин турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультистадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых на ГНКТ. Дальнейшее управление селективной добычей также возможно на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Успешное применение подземного оборудования и интенсификации пласта в Западной Сибири и ЯНАО подтверждают возможность извлечения прибыли из существующей добывающей инфраструктуры.

**С технологией повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов**

присутствующих ознакомил **Эдуард Абусалимов**, начальник службы ОПЗ Центра ГТМ Центра технологического развития ПАО «Татнефть». Было рассмотрено использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, отмеченные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящимися к категории трудноизвлекаемых с общей долей извлекаемых запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал.

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов,



Михаил Левкович  
Mikhail Levkovich

temperature of 15 degrees? Is there experience in selective production and completion of horizontal wells that prevent sand migration from the formation without using the Gravel Pack system?

How and by what means does the operator benefit from the development of a new brown-field reservoir?

The basis of the technical solution was the rarely used inflow control device with universal sand filter screens and underground equipment

for selective stimulation. A key element in the development of Turon horizontal wells was the use of hydraulic fracturing fluid (water and hydrocarbon based) in tandem with completion technology for multistage hydraulic fracturing using sliding sleeves controlled by coiled tubing. Further selective production management is possible throughout the whole life of the well. Successful use of underground equipment and reservoir stimulation in Western Siberia and the Yamalo-Nenets Autonomous Area confirm the possibility of profiting from the existing mining infrastructure.

**Eduard Abusalimov** from the Technological Development Centre of Tatneft presented the **technology of enhanced oil recovery from heterogeneous carbonate reservoirs using lateral horizontal channels**. The use of lateral horizontal channels of small diameter was considered from the viewpoint of extracting hard-to-recover reserves from heterogeneous dense reservoirs. Technological solutions used in the company, problems faced during the implementation of the technology, as well as application results and points of technological growth were highlighted.

In recent years, the overall development vector at Tatneft has shifted towards carbonate rocks with hard-to-recover reserves with 57% share of recoverable reserves. It should be noted that the current production rates do not allow to effectively use all the resources.

The production from such formations is complicated by the presence of natural fractures that extend in the vertical direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated formations, which altogether increase the risks of water breakthrough, especially when applying reservoir stimulation methods. The Bashkir and Tournaisian stages are also characterized by low reservoir pressure

Была представлена компоновка для направленного бурения SNB54, предназначенная для бурения боковых стволов, в том числе на необсаженных участках скважин, с использованием колтюбинга.

An assembly was presented for SNB54 directional drilling assembly was presented that is intended for sidetracking, including in open-hole wellbores with the use of coiled tubing.

что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Для башкирского и турнейского ярусов характерно также низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. Значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Данный проект был реализован на 25 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу.

**О внутрискважинном оборудовании для строительства боковых стволов с использованием колтюбинга** поведал **Михаил Левкович**, ведущий специалист по управлению проектами СЗАО «Новинка». Была представлена компоновка для направленного бурения СНБ54, предназначенная для бурения боковых стволов, в том числе на необсаженных участках скважин, с использованием колтюбинга. Подробно перечислен и охарактеризован ее состав (соединитель луночный, компоновка соединительная, инклинометр, устройство поворотное, шарнир, ВЗД 54 мм, долото 68 мм) и технические характеристики.

Наземное оборудование с комплектом программного обеспечения состоит из

Вячеслав Шумаков  
Vyacheslav Shumakov



significant proportion of carbonate reservoirs are operated using horizontal open-hole wellbores, in which multiple acid treatments stop bringing economically sound results over time and effect is no longer maintained for a meaningful period of time (about 35 months).

Specialists of Tatneft and TagraS-RemService thoroughly studied oilfield experience and proposed a pilot project for drilling small diameter lateral channels with subsequent dynamic stimulation.

This project was implemented at 25 wells operating the Bashkir and Tournaisian stages. Thanks to simultaneous use of a combination of different technological methods, good results have been achieved in difficult geological conditions. Based on the outcomes the technology was included in the regular production program.

**Mikhail Levkovich**, Leading Project Management Specialist of Novinka, informed the audience about **CT-conveyed well intervention equipment for sidetracking**. An assembly was presented for SNB54

directional drilling assembly was presented that is intended for sidetracking, including in open-hole wellbores with the use of coiled tubing. The speaker described in detail the composition (dimple connector, coupling assembly, inclinometer, turning device, hinge, 54 mm downhole screw motor, 68 mm bit) and technical characteristics of the assembly.

Surface equipment with a software package

**Усложнение работ, переход на ГНКТ большего диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные.**

**The complexity of operations, transition to CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones.**

Тимур Сабитов  
Timur Sabitov





блоков приема-передачи, питания, измерения глубины, а также компьютера. Служит для сбора данных, хранения и визуализации, построения проектной и фактической траектории, управления траекторией бурения и калибровки датчиков системы.

Была предоставлена информация о дополнительном оборудовании, ВЗД и долоте, а также даны два варианта порядка проведения работ.

**О миссии компаний группы «Урал-Дизайн»** рассказал ее генеральный директор **Вячеслав Шумаков**. «Урал-Дизайн» работает на нефтесервисном рынке 15 лет. Колтюбинговый парк составляют пять установок: две установки тяжелого класса, одна среднего и одна установка легкого класса. Основные заказчики: «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Газпром нефть», «РИТЭК», «Нефтиса» и др. Свою миссию «Урал-Дизайн» формулирует так: «Быть максимально полезным и эффективным партнером для своих клиентов в области повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации процессов добычи нефти и газа, капитального, текущего ремонта скважин и освоения скважин после бурения».

Докладчик рассказал об основных колтюбинговых технологиях и технологиях ПНП, применяемых компанией, и о перспективных направлениях развития, подробно остановившись на проблемах. В частности, было отмечено, что колтюбинг сегодня очень дорого содержать, поскольку численность бригады, обслуживающей установку тяжелого класса, составляет более 20 человек. Усложнение работ, переход на ГНКТ большего диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные. Многие виды внутрискважинного оборудования приобретаются исключительно по предварительному заказу, что требует времени. Скважины становятся все сложнее, горизонтальные участки часто бывают захлаплены. Хотелось бы более открытых отношений между заказчиком и подрядчиком, поскольку чем больше будет известно о предыстории скважины, тем успешнее пройдут работы в ней.

**Тимур Сабитов**, представлявший компанию «Тенарис», выступил с докладом **«Улучшения в применении ГНКТ для работ по бурению»**.

За последние 10 лет в Саудовской Аравии применение бурения с гибкими трубами значительно улучшилось во многих аспектах. Оптимизация усталостного ресурса гибких труб была одной из этих задач, важных для повышения безопасности и общей производительности бурения. За последние десять лет проект столкнулся со множеством проблем, связанных с ГНКТ. Преждевременные поломки, связанные с точечными отверстиями, деформацией сварного шва и дефектами

consists of transmitting-receiving unit, power unit, depth measurement, and a computer. It is used for data collection, storage and visualization, construction of the design and actual trajectory, control of the drilling path and calibration of the system sensors.

The speaker provided information on additional equipment, downhole motor and drill bit, as well as on the two options of operations.

**The mission of the companies comprising Ural-Design group** was shared by its General Director **Vyacheslav Shumakov**. Ural-Design has been operating in the oilfield services market for 15 years. The coiled tubing fleet consists of five units: two units of heavy class, one medium and one light class unit. The main customers are: LUKOIL, Rosneft, Gazprom Neft, RITEK, Neftis, etc. Ural-Design formulates its mission as follows: “Be the most useful and effective partner for our clients in the field of enhanced oil recovery, stimulation of oil and gas production, well workover and repair, as well as well stimulation after drilling”.

The speaker spoke about the main coiled tubing technologies and EOR technologies used by the

company, and about promising areas of development, focusing on problems in detail. In particular, it was noted that coiled tubing is very expensive thing today, since more than 20 people are maintaining and servicing the heavy class unit. The complexity of operations, transition to CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones. Many types of downhole equipment should be pre-ordered which takes time. Wells are becoming more complex, horizontal sections are often cluttered. It would be good to have more open relations between the customer and the contractor, since the more one knows about the well history, the better one will be able to do.

**Timur Sabitov** from Tenaris made a presentation on **“Improvements in CT Application for Drilling Operations”**.

The use CT drilling has

**Косой шов – это место, где коррозия вероятнее всего. Усовершенствованное локальное покрытие позволяет минимизировать разницу между косым швом и материнским материалом и тем самым предотвратить развитие коррозии.**

**Bias weld is the place where corrosion is most likely. An improved local coating minimizes the difference between the bias weld and the parent material, thereby preventing corrosion from developing.**



при производстве ГНКТ, оказали серьезное влияние на общую эффективность проекта. Новая технология ГНКТ была использована для преодоления многих проблем, связанных с бурением в таких суровых скважинных условиях.

ГНКТ по новой технологии была впервые введена для бурения в Саудовской Аравии в августе 2018 года и выведена из эксплуатации в декабре того же года. В общей сложности 279 км по спуску составила наработка с 6,389 метра пробуренных скважин, а также многочисленными осложнениями в процессе выполнения бурения, которым данная ГНКТ была подвержена по сравнению со стандартными трубами. Пять скважин были пробурены с 62,5% усталостного износа, где ГНКТ подвергалась большому

количеству циклических изгибов из-за прихвата трубы и ловильных работ. С точки зрения бурения ГНКТ улучшила максимальное усилие на подъем и возможную глубину дохода до запираания. Было достигнуто улучшение ряда ключевых показателей работы, в том числе:

- более высокая скорость спуска;
- стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;
- улучшена общая износостойкость/усталостный ресурс, в том числе при работах с сероводородом, а также сопротивление увеличению диаметра.

**Эндрю Кэррион**, инженер отдела продаж компании NOV QualityTubing, предложил **способы повышения надежности ГНКТ с помощью усовершенствованного локального покрытия для сварных швов.**

Продукция компании NOV Quality Tubing хорошо известна российским потребителям. Методология компании: взять то, что успешно работает на рынке, и убрать из процесса то, что не работает. Успех достигается анализом собственного положения относительно других игроков на рынке.

Одной из основных проблем, возникающих при использовании любых гибких труб, является коррозия, которая проявляется преимущественно в местах сварных швов. Усовершенствованное локальное покрытие – инновация компании – увеличивает срок жизни трубы, а значит, и количество совершаемых ею спуско-подъемных операций.

Технология производства ГТ в компании Quality Tubing отработана годами и включает в себя трехэтапный процесс закаливания.

Качество ГНКТ достигается комбинацией трех составляющих: температурной обработки, использования соответствующего сырья и



Александр Веремеенко  
Alexander Veremeenko

**Были проведены натурные испытания на колтюбинговой установке, которые подтвердили соответствие дефектоскопа заложенным в техническом задании параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов.**

**Field tests were conducted on a coiled tubing unit, which confirmed the flaw detector's compliance with the parameters laid down in the terms of reference and showed that the developed device is at the level of the best foreign analogues.**

improved significantly in many aspects in Saudi Arabia over the past 10 years. Optimizing the fatigue life of coiled tubing has been one of these tasks important to improve safety and overall drilling performance. Over the past ten years, the project has faced many problems associated with CT. Premature breakdowns associated with pinholes, weld deformation, and defects in coiled tubing production have had

a major impact on the overall efficiency of the project. The new coiled tubing technology was used to overcome many of the problems associated with drilling in harsh downhole conditions.

Coiled tubing with new technology was first introduced for drilling in Saudi Arabia in August 2018 and decommissioned in December of the same year. The CT runlife was 279 km per 6,389 meters of drilled wells, considering numerous complications during the drilling process this CT was subjected to compared to standard pipes. Five wells were drilled with 62.5% fatigue wear, where the CT was subject to a large number of cyclic bends

due to pipe sticking and fishing operations. From a drilling perspective, coiled tubing has improved the maximum lift power and possible reach before locking. Improvements were made to a number of key performance indicators, including:

- Higher run-in-hole speed
- Resistance to sulfide stress cracking
- Improved overall wear resistance / fatigue life, including when working with hydrogen sulfide, as well as resistance to diameter increase.

**Andrew Carrion**, Sales Engineer, NOV Quality Tubing, proposed **ways to increase CT reliability with the help of localized coating for bias welds.**

NOV Quality Tubing products are well known to Russian consumers. Methodology of the company: to take what works successfully in the market and remove from the process what does not work. Success is achieved by analyzing one's own position relative to other players in the market.

One of the main problems that arise when using any coiled tubing is corrosion, which appears

нанесения локального покрытия. В результате труба Quality Tubing способна выдерживать многократные циклы сгибания и распрямления, а новая геометрия штрипса позволила добиться нужной толщины стенок и расширить применение колтюбинга в тех сферах, где ранее он не мог быть использован.

Косой шов – это место, где коррозия вероятнее всего. Усовершенствованное локальное покрытие позволяет минимизировать разницу между косым швом и материнским материалом и тем самым предотвратить развитие коррозии. ГНКТ с нанесенным покрытием выдержала ряд стендовых испытаний, в том числе длительное нахождение в 5%-м растворе соляной кислоты. Покрытие рекомендовано к широкому применению.

**Александр Веремеенко**, ведущий инженер-электроник СЗАО «Новинка», представил **дефектоскоп ДТ1 – современное и эффективное средство контроля состояния ГНКТ**. Дефектоскоп для оценки технического состояния ГНКТ диаметром от 38,1 до 50,8 мм (выявление и оценка дефектов и измерение геометрических параметров), используемых в колтюбинговых установках, в том числе в соответствии с пунктом 1030 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в соответствии с которым колтюбинговые установки должны быть оснащены системой контроля утонения труб. Проведение дефектоскопии ГНКТ в режиме реального времени позволяет отслеживать динамику ее износа и тем самым оптимизировать сроки использования трубы и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Докладчиком был перечислен состав и даны технические характеристики дефектоскопа, описаны типы выявляемых дефектов. Специально разработанное ПО обеспечивает запись и отображение полученной информации. Были проведены натурные испытания на колтюбинговой установке, которые подтвердили соответствие дефектоскопа заложенным в техническом задании параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов. Первые образцы прибора уже поставлены заказчиком.

**«Реализация проекта производства трубы ГНК на территории Республики Татарстан»** – так назывался доклад **Михаила Ямшанова**, руководителя маркетинговой службы ООО «Интеко Тюбинг». Вопрос обеспечения сервисных и нефтегазодобывающих компаний качественной ГНКТ был всегда и все еще остается



Анатолий Кичигин  
Anatoly Kichigin

mainly on the welds. An improved local coating – an innovation of the company – extends the life of CT, hence the number of trips it performs.

The technology of CT production has been worked out for years in Quality Tubing and includes a three-stage quenching process.

Coiled tubing quality is achieved by a combination of three components:

heat treatment, use of appropriate raw materials and local coating. As a result, Quality Tubing pipes are able to withstand multiple bending and straightening cycles, and the new strip geometry has made it possible to achieve the desired wall thickness and expand the use of coiled tubing in areas where it could not be used before.

Bias weld is the place where corrosion is most likely. An improved local coating minimizes the difference between the bias weld and the parent material, thereby preventing corrosion from developing. Coated CT has passed a number of bench tests, including the long-term presence in a 5% hydrochloric acid solution. Coating technique is recommended for widespread use.

**Alexander Veremeyenko**, Leading Electronics Engineer at CJSC Novinka, introduced **the DT1 flaw detector – a modern and effective means of monitoring CT condition**. A flaw detector is meant for assessing the technical condition of coiled tubing with a diameter of 38.1 to 50 mm (detection and assessment of defects and measuring geometric parameters) and can be used in coiled tubing installations, including in accordance with paragraph 1030 of the Federal Norms and Rules in the Field of

Industrial Safety “Safety rules in the oil and gas industry”, according to which coiled tubing installations should be equipped with a pipe thinning control system. Conducting coiled tubing flaw detection in real time allows to monitor the dynamics of its wear and thereby optimize the life of the pipe and prevent accidents during operations.

The speaker listed the composition and technical characteristics of the flaw detector, described the types of detected defects. Specially developed software provides recording and display of

**Фокус доклада был направлен на многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами, технология которого позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа.**

**The report was focused on multistage fracturing technology with closable filters that addresses multiple tasks: fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval.**

актуальным. На сегодняшний день подавляющая часть ГНКТ, используемой в РФ, экспортируется из США и Китая, что непосредственно связано с необходимостью расчетов в иностранной валюте, длительным периодом производства и логистики, необходимостью проведения таможенных операций и прочими осложняющими обстоятельствами. В свою очередь это приводит к тому, что компании – потребители ГНКТ сильно ограничены в возможности оперативного приобретения необходимого им товара.

Одним из решений данной проблемы является развитие отрасли производства качественной ГНКТ в РФ. Именно с этой целью компания ООО «Интэко Тюбинг» реализует проект в Республике Татарстан. На новом производстве будет сделан упор именно на качестве выпускаемой продукции. Также на этапе планирования компанией учитывалась актуальная производственная линейка, удобство логистики, обеспечение наличия готовой продукции на складе и предоставления сопутствующего сервиса. Проект реализуется с привлечением ведущих мировых специалистов в области производства ГНКТ.

## Время ГРП

**«Колтюбинг расширяет границы многостадийного ГРП в слабоконсолидированных терригенных коллекторах»** – с таким докладом выступил **Анатолий Кичигин**, представлявший ООО «Пакер Сервис».

В настоящее время, с учетом ухудшения качества разведанных запасов, отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с применением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), где успешно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.

На данном этапе развития нефтяной промышленности все больше и больше в разработку вовлекаются считающиеся ранее нерентабельными месторождения, так называемые ТРИЗ. Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных

**Разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».**

**Tagras-RemService developed and introduced the technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer.**

information received. Field tests were conducted on a coiled tubing unit, which confirmed the flaw detector's compliance with the parameters laid down in the terms of reference and showed that the developed device is at the level of the best foreign analogues. First manufactured devices have already been delivered to customers.

**“Implementation of the Project on the Production of CT in the Republic of Tatarstan”** was the presentation of **Mikhail**

**Yamshanov**, Head of Marketing, Inteko Tubing. The issue of providing high-quality coiled tubing to oil and gas service companies has always been and still remains relevant. To date, the vast majority of CT used in the Russian Federation is imported from the United States and China, which means payments in foreign currency, long production and logistics period, the need for customs formalities and other complicating circumstances. In turn, this leads to the fact that consumers of coiled tubing are very limited in their ability to quickly acquire the product they need.

One of the solutions to this problem is the development of high-quality CT production in the Russian Federation. For this purpose, Inteko Tubing is implementing a project in the Republic of Tatarstan. New factory will focus on the quality of products. At the planning stage, the company took into account the current production line, the convenience of logistics, ensuring the availability of finished products in stock and the provision of related services. The project is being implemented with the involvement of leading world experts in the field of CT production.

## Time for fracturing

**“Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated**

**Terrigenous Reservoirs”** – this report was presented by **Anatoly Kichigin**, Packer Service LLC.

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic fracturing can be applied in wells with complex geometry becomes very important. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing was a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for stimulation of production of hard-to-recover heavy oil in

**Разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий.**

**it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count.**

## Отвечая на новые вызовы

Компания «ФИДМАШ» вывела на рынок колтюбинговую установку тяжелого класса МК40Т – многозадачный комплекс, способный откликнуться на новые технологические вызовы.

МК40Т полностью соответствует основным мировым трендам развития колтюбинговых технологий. Эта установка – представитель нового класса колтюбингового оборудования, существенно расширяющего набор и параметры технологических операций. Она способна не только выполнять практически все виды работ по капитальному ремонту скважин, но и благодаря мощному инжектору, увеличенному объему узла намотки, использованию гибкой трубы большого диаметра – обслуживать скважины значительных глубин с аномально высоким пластовым давлением, использоваться при направленном бурении, ГРП, исследовательских работах на скважинах всех типов, в том числе в горизонтальных участках.

Инновационный дизайн установки МК40Т позволяет разместить на одном полноприводном шасси IVECO-AMT 10x10 комплект оборудования с узлом намотки емкостью 7500 м ГНКТ  $\varnothing$  44,45 мм, 5400 м ГНКТ  $\varnothing$  50,8 мм, 2800 м ГНКТ  $\varnothing$  60,3 мм, инжектором с тяговым усилием 45 т и ПВО с условным проходом 100 мм.

## Конструкторы установки МК40Т постарались учесть все основные требования заказчиков. Колтюбинговую установку МК40Т отличает:

- маневренность и проходимость: все оборудование размещено на одном специальном полноприводном шасси с клиренсом 435 мм;
- надежность – проверенный временем дизайн гидростанции и основных узлов обеспечит безотказную работу независимо от условий окружающей среды; в том числе при низких температурах  $-40^{\circ}\text{C}$ , с возможностью хранения до  $-50^{\circ}\text{C}$ ;
- просторная тепло- и шумоизолированная кабина оператора. Для увеличения эргономики работ кабина изготавливается с наклонным стеклом. Данное решение позволяет, находясь в кресле оператора, одновременно следить за инжектором, узлом намотки, приборами;
- эргономичный пульт управления с электронной системой сбора данных собственной разработки СЗАО «ФИДМАШ», реализованной на промышленных компьютерах с сенсорными экранами;
- подключение к сервису «Фидмаш-Онлайн».



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)



систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Проведенные работы и выводы могут быть использованы при проектировании и оценке аналогичных по структуре ТРИЗ.

Были охарактеризованы особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов, описаны методы борьбы с пескопроявлениями, описан химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ, основанный на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

Фокус доклада был направлен на многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами, технология которого позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа. МГРП планируется проводить по бесшаровой технологии с применением ГНКТ, в свою очередь контроль песка будет осуществляться при помощи полнопроходных закрываемых фильтров. Преимуществом данного подхода является возможность управления муфтами ГРП и фильтрами без проведения дополнительных СПО.

Открываемые/закрывающиеся муфты компоновки с полнопроходным сечением, управляемые с помощью ГНКТ, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Данная технология основана на применении многоазовых управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Принимая во внимание сложные геологические условия Мессояхского НКМ с вязкой нефтью, залегающей в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах, поставленные задачи требовали неординарных решений. Применение ГНКТ позволило не только эффективно использовать химические методы

**Технология проведения МГРП по малому затрубью включает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра.**

**The technology of multistage fracturing through the annular space between CT and tubing includes installation of full-bore sliding sleeves.**

poorly consolidated reservoirs at small depths with low temperature.

Today, the oil industry development has to deal with the increasing volume of so-called hard-to-recover reserves, which were previously considered unprofitable. The experience gained in Messoyakha oil and gas condensate field is probably the

most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths with low temperatures. Operations performed and lessons learnt can be used for simulation and evaluation of similar hard-to-recover reserves.

The report described the following: features of poorly consolidated terrigenous reservoirs, sand control methods, the chemical method of coiled tubing sand control based on artificial rock strengthening with different binders (mainly polymeric type).

The report was focused on multistage fracturing technology with closable filters that addresses multiple tasks: fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval. Multistage fracturing is planned to be carried out using ball-free technology with coiled tubing while sand control is achieved using full-bore closable filters. The advantage of this approach is the ability to control fracturing sleeves and filters without additional runs.

Closable CT-controlled full-bore sleeves allow to carry out selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It can also be used for stimulation of each interval individually and simultaneous stimulation of several intervals.

This technology is based on the application of multi-use controlled fracturing sleeves. Hydraulic fracturing is carried out using a special key to open/close fracturing ports. Fracturing is performed using coiled tubing with no need to pull coiled tubing string out of hole before each fracturing stage. Fracturing fluid can be pumped through the small annular space between tubing and coiled tubing. Additional advantage of this technology is the ability to add fracturing stages to the already installed assembly by means of sand-jet perforation.

Taking into account complex geology of the Messoyakha oil and gas condensate field with viscous oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional solutions. The use of coiled tubing allowed to effectively apply chemical methods of sand control and produce multistage fracturing.

The experience gained shows the potential of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting high requirements and also

борьбы с пескопроявлением, но и произвести МГРП.

Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

**Ирек Адылгареев**, главный инженер ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятия «АктюбинскРемСервис», рассказал о **способе управляемого многостадийного кислотного ГРП в осложненных геолого-технических условиях.**

Выработка запасов карбонатных коллекторов, как правило, осложнена близостью водоносных пластов, вертикальной трещиноватостью, высокой вязкостью нефти, высокой зональной неоднородностью залежей и возможностью прорыва газовой шапки. Существующее множество технологий проведения многостадийных кислотных ГРП в условиях Татарстана не находит применения по причине своей высокой стоимости, не обеспечивающей достаточных дебитов скважин в течение продолжительного времени.

Для повышения эффективности ГТМ на карбонатных отложениях совместно с заказчиком была разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».

Перед началом работ производится привязка ГНКТ к разрезу по ГК. Далее спускается компоновка в заданный интервал для прокалывания, размыва каверн и закачки кислоты во вскрытый интервал по межтрубному пространству. КГРП каждой последующей зоны проводится путем прокалывания намеченного интервала, перемещения компоновки ниже зоны вскрытия и последующей закачки кислоты.

Уникальной особенностью данной технологии является возможность отслеживания заколонного сообщения между портами как перед процессом, так и в процессе обработки, вносить корректировки непосредственно в процессе ГРП и определять оптимальное расстояние между портами для каждого объекта разработки.

Работы проведены на одиннадцати скважинах. Данная технология переведена в разряд промышленной эксплуатации. ▶



Инна Сахипова  
Inna Sakhipova

expanding the scope of application. Thus, the use of coiled tubing allowed to perform multistage fracturing with special combined completion assembly with closable filters and fracturing sleeves.

**Irek Edilgireev**, Chief Engineer at Tagras-RemService LLC in Aktyubinsk-RemService, presented a report on the **Method Of Controlled**

**Multistage Acid Hydraulic Fracturing under Complicated Geological and Technical Conditions.**

Production from carbonate reservoirs is usually complicated by the proximity of aquifers, vertical fractures, high oil viscosity, high zonal heterogeneity of deposits and the possibility of gas cap breakthrough. The existing set of technologies for multistage acid hydraulic fracturing in Tatarstan is not used because of its high cost, resulting in insufficient flow rates for a long time.

In order to increase the efficiency of enhanced oil recovery operations in carbonate reservoirs, Tagras-RemService developed and introduced the technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer. This technology has been developed jointly with the Customer.

Before starting the work, the logging data is studied. Then the bottomhole assembly is run at target depth for punching, cavity wash-out and pumping acid

into the interval through the space between tubing and coiled tubing. Each subsequent zone is treated by punching the target interval, moving the assembly below and then pumping acid.

A unique feature of this technology is the ability to track the annular filtration between the ports both before and during treatment, make adjustments during hydraulic fracturing and determine the optimal distance between the ports for each reservoir.

The operations were carried out in eleven wells. This technology has been patented and reclassified ▶

«Ойл Энерджи» выводит на рынок равнопроходную систему МГРП на прокачиваемых растворимых пробках. Она представляет собой полнопроходную систему без внутренних сужений, не требующую применения ГНКТ для первичного ГРП, а ее полностью растворимые ключ-пробки не требуют нормализации хвостовика после проведения ГРП.

Oil Energy launches full-bore technology for multistage fracturing with pump-down dissolvable plugs. This full-bore system without internal restrictions does not require the use of coiled tubing for primary fracturing. Fully soluble key-plugs don't require performing liner cleanout after fracturing.

На нее оформлен патент.

С докладом «**Оптимизация конструкции заканчивания скважин на месторождениях с нетрадиционными запасами с помощью широкомасштабного применения численных методов**» выступил Дэвид Котрелл, представлявший GE company.

На текущий момент нетрадиционные запасы вносят значительный вклад в общий объем добычи нефти и газа. Добыча на месторождениях с нетрадиционными запасами остается рентабельной в различных ценовых сегментах, поскольку методы предварительной обработки пласта могут быть адаптированы к изменяющимся рыночным условиям, которые определяют затраты на заканчивание и цену на углеводороды. Аналогичная ситуация наблюдается в сегменте внутрискважинных работ в добывающих скважинах. Методы обработки пласта позволяют стимулировать добычу углеводородов и увеличить площадь дренирования скважин. На текущий момент основным методом обработки пласта является гидроразрыв пласта, в рамках которого в скважине создается несколько стадий высокопроводящих трещин, в которые затем под высоким давлением закачивается жидкость (как правило, вода), которая расширяет трещины, повышая таким образом проницаемость пласта и дебит скважины. Исторически сложилось так, что количество стадий ГРП и кластеров на стадию определяется либо исходя из длины горизонтального участка скважины (например, 60 или 120 м), либо исходя из накопленного опыта на этом месторождении или на месторождении с похожими условиями, либо исходя из других инвестиционных соображений. С течением времени наметилась устойчивая тенденция к сокращению расстояния между стадиями и кластерами с целью повышения уровня добычи. Однако разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий (т. е. операция по добавлению стадии станет менее прибыльной, в зависимости от сроков окупаемости). В таком случае возникает классическая задача оптимизации, которая решается методами Монте-Карло. Результаты расчетов показывают, что оптимальные методы обработки пласта демонстрируют хорошие показатели для многих целевых функций, связанных с процессом ГРП (например, длина и высота трещин). Тем не менее результаты позволяют сделать вывод, что целевые



Егор Михалицын  
Egor Mikhailitsyn

to the category of commercial operations.

**David Cotrell**, a GE company representative, made a presentation on “**Well Completion Optimization in Unconventional Fields with a Large-scale Application of Numerical Methods**”.

In the current state of the oil and gas industry, unconventional resources are a significant source of the total production output. Unconventional wells remain profitable

at various price points, because initial stimulation treatments can be tailored to changing market conditions, reflecting completion costs and (estimated) hydrocarbon prices. The same holds true for re-stimulation of already producing wells. Stimulation treatment “opens” up the subsurface to ultimately allow for better drainage of the reservoir hydrocarbons. The primary stimulation treatment currently in use is hydraulic fracturing, in which the wellbore is broken up into multiple stages, and highly pressurized fluid (oftentimes water) is pumped into each stage of the wellbore. This causes fractures to propagate away from the wellbore, which in turn enhances the local reservoir permeability and allows for economical production. Historically, the number of stages, and clusters per stage, for hydraulic stimulation has been based on wellbore horizontal length (e.g., 200 ft or 400 ft), or much valued previous experience in the same or similar area, as well as other investment considerations. Over time, a strong tendency has developed to place stages and clusters closer together to improve production. However, it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more

expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count (i.e., less profitable depending on the time of investment). This scenario frames a classic optimization problem which is solved using Monte Carlo methods. Results show that optimal stimulation treatment configurations are robust for many objective functions related to the fracturing process (e.g., propped length and propped height). However, it is found that objective functions related to production, production revenue, and profit often provide different optimum treatment configurations, and that those optima shift with respect to the considered timeframe. Because business decisions will ultimately be

На территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП.

More than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment.



функции, связанные с добычей углеводородов, доходами от добычи и прибылью, зачастую определяют различные оптимальные методы обработки и что подбор оптимального метода зависит от заданных временных промежутков. Поскольку в конечном счете принятие решений основывается на положительном опыте получения прибыли в течение определенного периода времени, предлагается использовать подходящую целевую функцию в сочетании с описанным в статье комплексным подходом к моделированию.

**Успешным опытом проведения повторного МГРП на Кондинском месторождении** поделилась **Инна Сахипова**, начальник отдела ППР и ГТМ АО «НК «Конданефть», «НК «Роснефть». В качестве подрядчика выступала компания «Шлюмберже».

Кондинское месторождение было открыто в 1997 году. Нефтеносными являются терригенные коллекторы с проницаемостью не более 2 мД.

Технология проведения МГРП по малому затрубю включает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра. Муфты активируются ГНКТ с последующей закачкой воды по малому затрубю. Гидравлически активируемый ключ-толкатель активируется потоком жидкости. Крестовина с протектором позволяет одновременно осуществлять монтаж комплекса ГНКТ и ГРП. Все операции по малому затрубному пространству проводятся без подъема ГНКТ.

В оборудовании задействована типовая компоновка заканчивания с равнопроходными муфтами «Премиум порт», ключ-толкатель Harrier, многоразовый пакер Jackal (опционно).

Важно правильно провести перед ГРП подготовительные работы: шаблонирование и очистку от шлама ствола скважины.

На первом этапе были проведены работы на скважинах с законченным бурением, а на втором – на скважинах уже действующего фонда. На втором этапе реализации проекта для проведения МГРП были выбраны две скважины. Первая была простимулирована по классической схеме. Для второй скважины для повторной стимуляции была выбрана технология HiWAY.

На первом этапе применения технологии была успешно реализована закачка МГРП по малому затрубю без подъема ГНКТ на поверхность. Скважина введена в эксплуатацию как ГТМ ВНС с запускными параметрами выше расчетных. Среднее время работ на один порт составило 32 часа. Увеличение общего притока составило 54% при сопоставимых величинах депрессии.

На втором этапе применения технологии был проведен повторный МГРП и подтверждена его эффективность. Увеличение общего притока составило 73%, по нефти – 48%.



Светлана Павлова  
Svetlana Pavlova

based on profit decisions over a given time span, it is proposed to utilize the appropriate objective function together with an integrated modeling approach such as presented in the paper.

**Inna Sakhipova**, Head of the Department of Preventive Maintenance and Production Enhancement at Kondanef JSC, Rosneft, presented the report **Successful Experience of Multistage Re-fracturing at**

**the Kondinskoye Field.** The contractor was Schlumberger.

The Kondinskoye field was discovered in 1997. Oil-bearing formations are represented by terrigenous reservoirs with permeability not exceeding 2 mD.

The technology of multistage fracturing through the annular space between CT and tubing includes installation of full-bore sliding sleeves. The sleeves are activated by the coiled tubing and then the fluid is pumped through the annular space between CT and tubing. A hydraulically actuated shifting tool is activated by a fluid flow. Wellhead cross tee provides simultaneous installation of the coiled tubing and

hydraulic fracturing system. All operations are carried out without pulling the coiled tubing to the surface.

The equipment includes a standard completion assembly with "Premium port" full-bore sleeves, Harrier shifting tool, and a multi-use packer Jackal (optional).

It is important to carry out all required preparations before the hydraulic fracturing operation: drift run and wellbore cleanout.

At the first stage of the project, operations were carried out in newly drilled wells, and at the second stage – in producing wells. At the second stage of the project, two wells were selected for multistage fracturing. The first well was treated according to a standard program. Re-stimulation of the second well was decided to carry out with the HiWAY technology.

At the first stage of technology application the fracturing fluid was successfully pumped through the CT/tubing space without pulling the coiled tubing to the surface. The well was commissioned as a new well with launch parameters higher than the calculated ones. The average operation time per port was 32 hours. The total rate increased by 54% with a comparable pressure drawdown value.

At the second stage of technology application, multistage re-fracturing was carried out with a further

**Сервис «Фидмаш-Онлайн» появился два года назад и с тех пор активно используется и развивается.**

**The Fidmash-Online service was presented two years ago and has been actively used and developed ever since.**

Основные преимущества технологии:

- отсутствие седел под шар;
- не нужно разбуривание;
- сокращается время под ввод скважины в эксплуатацию;
- нет ограничений по дальнейшим работам, в частности, по изоляции отдельных зон, ОПЗ и повторному МГРП;
- технология может быть использована как в цементированном, так и в нецементированном хвостовике;
- до 30 стадий на одну СПО; число стадий не ограничено.

**Мартин Райланс**, старший советник отдела ГРП и освоения скважин, ВР Россия, выступил с докладом **«Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП, состояния напряжения и влияние на операции с применением ГНКТ»**. Докладчик рассказал, какие физические силы вызывают определенные виды напряжений, какие проблемы с обсадными колоннами были отмечены в различных географических регионах. Были подробно объяснены причины, приводящие к деформации обсадной колонны. Основная часть доклада была посвящена тому, как деформации обсадной колонны влияют на ход конкретных работ с применением ГНКТ (общий доступ к скважине, перфорационные работы, фрезеровка ГНКТ, фрезеровка пробки) и какие меры следует соблюдать, чтобы минимизировать трудности.

**«Отечественная равнопроходная система МГРП на прокачиваемых растворимых ключ-пробках. Обзор технологии и проведенных испытаний»** – так назывался доклад **Егора Михалицына**, директора по развитию бизнеса ООО «Ойл Энерджи».

Главное преимущество компании – использование растворимых сплавов, из которых создаются инновационные изделия: шары МГРП, пробки, седла и т. д. «Ойл Энерджи» выводит на рынок равнопроходную систему МГРП на прокачиваемых растворимых пробках. Она представляет собой полнопроходную систему без внутренних сужений, не требующую применения ГНКТ для первичного ГРП, а ее полностью растворимые ключ-пробки не требуют нормализации хвостовика после проведения ГРП.

Система позволяет проводить неограниченное количество стадий ГРП. Применима с цементируемыми хвостовиками. Закрываемые муфты многоразового действия дают возможность отсечения обводнившихся стадий при проведении повторных ГРП.

**Светлана Павлова**, эксперт по ГРП компании «Шлюмберге», рассказала о **вязкой сликводе – новой альтернативной жидкости ГРП для традиционных коллекторов**, которую компания уже успешно применяет.

Вязкая сликвода позиционируется в качестве альтернативы стандартной многокомпонентной



Павел Лактионов  
Pavel Laktionov

confirmation of its efficiency. The total rate increased by 73%, oil rate increased by 48%.

Main advantages of the technology:

- No ball seats;
- No need to mill-out;
- Reduction of well commissioning time;
- No restrictions for further operations, in particular, for zonal isolation, bottomhole treatment, multistage re-fracturing;
- The technology can be used in both

cemented and uncemented liners;

- Up to 30 stages in one run; the number of stages is not limited.

The report **“Horizontal Wells with Hydraulic Fracturing Operations, Stress State and the Impact this is having on Coiled Tubing Operations”** was presented by **Martin Ryland**,

Sr. Advisor, Fracturing and Stimulation Department, BP Russia The speaker described the physical forces that cause certain types of stress and challenges with casing in different regions. The reasons leading to casing deformation were explained in detail. The main part of the report was focused on how casing deformations affect specific CT operations (cleanout, perforation, coiled tubing milling, plug milling) and what measures should be taken to minimize complications.

**“Russian Full-bore Technology for Multistage Fracturing with Dissolvable Key-plugs. Technology Outlook and Testing Review”** – this

report was presented by **Egor Mikhailitsyn**, Business Development Director at Oil Energy LLC.

The greatest strength of the company is the use of soluble alloys, from which innovative products are created: balls for multistage fracturing, plugs, ball seats, etc. Oil Energy launches full-bore technology

for multistage fracturing with pump-down dissolvable plugs. This full-bore system without internal restrictions does not require the use of coiled tubing for primary fracturing. Fully soluble key-plugs don't require performing liner cleanout after fracturing.

The system allows for an unlimited number of hydraulic fracturing stages. Can be used cemented liner. Closable multi-use sleeves make



Евгений Бондаренко  
Evgeny Bondarenko

вязкой шитой жидкости (минимум 400 сП при 100 с<sup>-1</sup>), так называемой сибирской.

Вязкая сликвода (HiVisFR, HVFR) – низковязкая жидкость на основе синтетического полимера. Получила широкое распространение в Северной Америке для сланцевых резервуаров, однако мировой опыт для песчаников отсутствовал из-за значительных различий между проведением ГРП на сланцах и песчаниках. Существовала необходимость адаптации вязкой сликводы, а значит, требовался комплекс лабораторных испытаний, который был успешно осуществлен. В частности, были протестированы реологические свойства и песконесущая способность жидкости, а также определена остаточная проводимость пропантной упаковки, исследовано влияние жидкости на проницаемость породы, влияние пластовой воды на снижение вязкости сликводы, влияние окислительных деструкторов. Было определено, что отсутствует необходимость использования деструкторов с вязкой сликводой, а после использования она не образует осадков.

Полевые испытания вязкой сликводы в России показали, что:

- с высокой операционной успешностью проведено 17 операций ГРП на терригенных коллекторах на месторождениях Западной Сибири;
- вязкая сликвода применялась как в комбинации со шитой гуаровой жидкостью, так и в качестве единственной жидкости гидроразрыва;
- работы были проведены с расходом 3,0–4,5 м<sup>3</sup>/мин при вязкости жидкости приблизительно 30 сП при 511 с<sup>-1</sup>, в том числе с высоким тоннажем (100 тонн) пропантанта 20/40 и 16/20;
- вязкая сликвода продемонстрировала сравнимую со шитыми гуаровыми жидкостями эффективность и хорошую способность к переносу пропантанта;
- серия проведенных опытно-промышленных работ показала техническую и технологическую целесообразность дальнейшего использования вязкой сликводы для традиционных терригенных коллекторов.

Коммерческий директор Группы ФИД **Павел Лактионов** сформулировал **современные вызовы ГРП**. Была представлена краткая информация об истории и основных направлениях деятельности Группы ФИД, об опыте создания оборудования. Отмечено, что на территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП.

В качестве современных вызовов, стоящих перед производителями оборудования для ГРП, были выделены и подробно проанализированы следующие:

- локализация производства на территории ЕАЭС;
- оборудование для высокорасходного ГРП (16–24 м<sup>3</sup>/мин);



Вадим Кухарев  
Vadim Kukharev

it possible to cut off water-breakthrough zones for re-fracturing.

**Svetlana Pavlova**, hydraulic fracturing expert at Schlumberger, presented the **Viscous Slick-water – a New Alternative Hydraulic Fracturing Fluid** that has been used successfully in conventional reservoirs.

Viscous slick-water is presented as an alternative to standard multi-component cross-linked fluid (minimum 400 cP at 100 s<sup>-1</sup>) – so called “Siberian” fluid.

Viscous slick-water (HiVisFR, HVFR) is a low-viscosity synthetic polymer-based fluid. This fluid has been widespread in North America for shale oil reservoirs, but there has been no global experience for sandstones due to a significant difference between fracturing in shale and sandstones reservoirs. There was a need to adapt viscous slick-water for sandstones. This required a set of laboratory tests which were successfully carried out. In particular, tests allowed to determine rheological properties and sand-bearing capacity of the fluid, residual conductivity of proppant packing. Also, tests allowed to research the influence of the fluid on the rock permeability, the influence of formation water on the reduction of slick-water viscosity and the influence of oxidative breakers. It has been determined that there is no need to use breakers with viscous slick-water, and it does not form sediments.

Field testing of viscous slick-water in Russia have shown that:

- 17 highly efficient hydraulic fracturing operations were performed in terrigenous reservoirs in Western Siberia;
- Viscous slick-water was used both in combination with cross-linked guar fluid and as a single fracturing fluid;
- The operations were carried out with a flow rate of 3.0–4.5 м<sup>3</sup>/min, fluid viscosity of approximately 30 cP at 511 s<sup>-1</sup>, including a high tonnage (100 tons) of



Павел Демакин  
Pavel Demakin

- восстановление и модернизация оборудования;
- оборудование с нагрузкой не более шести тонн на ось;
- цифровизация оборудования.

Сформулированную в качестве вызова в докладе Павла Лактионова тему «Локализация производства на территории ЕАЭС» продолжили выступления заместителя генерального директора ОАО «РИАТ» **Евгения Бондаренко «Спецтехника из Татарстана – спецшасси КАМАЗ/РИАТ – носители спецустановок для ГРП и ГНКТ. Импортзамещение»** и руководителя проекта по внедрению ДМ 185 Группы «Синара» **Алексея Боженова «Техническая презентация дизеля ДМ 185»**.

### Время цифры

Доклад «Сервис «Фидмаш-Онлайн»: развитие и новые возможности» озвучил **Вадим Кухарев**, директор ООО «Фидсервис».

Сервис «Фидмаш-Онлайн» появился два года назад и с тех пор активно используется и развивается. Сервис обеспечивает:

- мониторинг параметров оборудования и техпроцесса в режиме реального времени;
- получение сведений о геолокации (местоположении) оборудования;
- доступ к файлам данных оборудования;
- синхронизацию и хранение данных;
- получение оповещений о неисправностях и аварийных сообщениях;
- предоставление отчетов.

Решает проблемы отсутствия удаленного контроля за работой и состоянием оборудования; ручного копирования и отправки данных; длительного времени получения данных; потери данных или их преднамеренного удаления; организации системы управления и обработки данных.

В настоящее время к сервису подключено более 40 установок. В ближайшее время будет подключено еще более десятка. В момент доклада активно работали 15 установок, что было продемонстрировано аудитории.

**Павел Демакин**, заместитель директора по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис», выступил с докладом «Цифровизация как инструмент управления отказами оборудования на примере оборудования флота ГРП».



Елена Грибановская  
Elena Gribanovskaya

- proppant 20/40 and 16/20;
- Viscous slick-water demonstrated high efficiency comparable with cross-linked guar fluids and good ability to carry proppant;
- A number of pilot operations showed the technical and technological expediency to further use viscous slick-water for conventional terrigenous reservoirs.

**Pavel Laktionov**, Commercial Director of

the FID Group, described the **Current Challenges of Hydraulic Fracturing**. Brief information was provided on the history and main activities of the FID Group, as well as on the experience of equipment development. It was noted that more than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment.

The following challenges facing hydraulic fracturing equipment manufacturers have been highlighted and analyzed in detail:

- Localization of manufacturing process in the Eurasian Economic Union area;
- Equipment for high-rate hydraulic fracturing (16–24 m<sup>3</sup>/min);
- Equipment recovery and modernization;
- Equipment with axial load of no more than six tons on axis;
- Equipment digitalization.

The topic "Manufacturing localization on the EEU area" presented as a challenge in Pavel Laktionov's report was continued by **Evgeniya Bondarenko**, Deputy General Director at RIAT OJSC with the report "Special Vehicles from Tatarstan – KAMAZ/RIAT Special Chassis for Special Units for Hydraulic Fracturing and Coiled Tubing Operations. Import Substitution" and **Alexey Bozhenov**, Project Manager for DM185 Implementation at Sinara Group with the report "Technical Presentation of DM 185 Diesel".

### Time for digitalization

The report "Fidmash-Online Service: Development and New Opportunities" was presented by **Vadim Kukharev**, Director of FIDservice LLC.

The Fidmash-Online service was

Byl произведен подбор оборудования для пилотного проекта, построена цифровая модель для основных составляющих оборудования и модель для прогнозирования работы нагнетательного насоса смесительной установки по данным проектного дизайна ГРП с целью недопущения отказов оборудования на скважине.

A selection of equipment for the pilot project was made, a digital model was developed for the main components of the equipment, a simulation model was developed to predict the operation of the blender injection pump according to the data from the hydraulic fracturing design in order to prevent equipment failures in the well.

Целью проекта являлось повышение экономической эффективности ГРП за счет цифрового управления ресурсом ТМЦ и основных средств. В задачи проекта входили:

- оценка работы центробежного нагнетательного насоса смесительной установки;
- прогноз работы оборудования при планировании процесса ГРП;
- повышение качества оказываемых услуг;
- планирование ремонта и обслуживания оборудования.

Был произведен подбор оборудования для пилотного проекта, построена цифровая модель для основных составляющих оборудования и модель для прогнозирования работы нагнетательного насоса смесительной установки по данным проектного дизайна ГРП с целью недопущения отказов оборудования на скважине.

В процессе создания цифровой модели центробежного нагнетательного насоса смесительной установки были опробованы восемь методов машинного обучения.

Наилучший результат показал метод Extreme Gradient Boosting.

Для построения прогноза были использованы следующие данные:

- расчетные значения технологических параметров на основе информации из проектного дизайна процесса ГРП;
- значения технологических параметров предыдущих процессов ГРП.

В рамках выполнения пилотного проекта была разработана цифровая модель центробежного нагнетательного насоса смесительной установки УС600 флота ГРП. Полученная модель позволяет выполнить оценочный прогноз требуемого диапазона значений по параметру «УС600. Нагрузка нагнетательного насоса».

Подходы и методы анализа, применяемые в ходе реализации проекта, позволяют реализовать следующие предложения специалистов ООО «Таграс-РемСервис»:

1. Вести учет фактической наработки оборудования флота ГРП (по элементам).
2. Нарботать статистику изменения параметров при износе узлов или ухудшения их технических характеристик.
3. Управлять ресурсом оцифрованного узла, предупреждать отказ и критическое снижение технических характеристик.

**«Применение математических методов оценки состояния нефтепромыслового оборудования с целью повышения эффективности эксплуатации»** осветила

**Елена Грибановская**, Группа ФИД. Основные этапы работы включают в себя:

- сбор статистических данных;
- построение математической модели диагностики оборудования;
- проведение оценки эффективности внедрения;
- построение математической модели износа в процессе выполнения операций;



Максим Князев  
Maxim Knyazev

presented two years ago and has been actively used and developed ever since. Service provides:

- Real-time monitoring of equipment and process parameters;
- Obtaining information about the equipment location;
- Access to equipment data files;
- Data synchronization and storage;
- Error messages and alarms;
- Reporting.

This service addresses

the following problems: no remote control over the operation and condition of equipment; manual copying and sending of data; long time to get the data; loss of data or intentional deletion of data; data control and processing system.

Currently more than 40 units are connected to the service. More than a dozen more will be connected in the near future. At the time of the report, 15 units were actively working, which was demonstrated to the audience.

**Pavel Demakin**, Deputy Director for Hydraulic Fracturing at LeninogorskRemService, LLC, made a presentation on **“Digitalization as a Tool for Managing Equipment Failures as exemplified by Hydraulic Fracturing Fleet Equipment”**.

The goal of the project was to increase the economic efficiency of hydraulic fracturing through digital management of equipment and fixed assets. The objectives of the project were:

- Performance evaluation of the centrifugal injection pump of the blender;
- Forecast of equipment operation during hydraulic fracturing process planning;
- Improving the quality of services provided;
- Planning of equipment repair and maintenance.

A selection of equipment for the pilot project was made, a digital model was developed for the main components of the equipment, a simulation model was developed to predict the operation of the blender injection pump according to the data from the hydraulic fracturing design in order to prevent equipment failures in the well.

Eight methods of machine learning were tested in the process of developing a digital model of the blender centrifugal injection pump.

The best result was obtained with the Extreme Gradient Boosting method.

The following data were used to build the forecast:

- Calculated operation parameters based on information from the hydraulic fracturing design.
- Parameters from previous hydraulic fracturing operations.

In terms of the pilot project, a digital model of a centrifugal injection pump for the US600 blender

- построение прогноза износа.

Представленные математические методы глубоко проработаны и имеют значительный опыт положительного применения. С их помощью можно получить как высокоточную оценку степени износа оборудования, так и прогноз состояния до момента и в процессе проведения работ.

### И другие важные проблемы...

**Комплексное решение для управления добычей на примере месторождения с трудноизвлекаемыми запасами** предложил **Всеволод Бугров**, менеджер по развитию бизнеса ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)».

Задача, которая стоит перед нефтяными компаниями на начальном этапе эксплуатации месторождений, – получить исчерпывающую информацию об объекте разработки, построить корректную модель залежей месторождения, оптимизировать процесс бурения и заканчивания скважин для достижения наиболее высоких показателей при разработке месторождения. Основная цель всех добывающих организаций – добиться максимального уровня добычи при оптимизации ее себестоимости. При этом очень важную роль играют показатели по охране труда и экологической безопасности. В докладе шла речь о технологиях и примерах их применения для решений комплексных задач на каждом из перечисленных этапов – от получения информации о профиле притока из пласта до управления процессом добычи из каждой конкретной скважины.

**Инструменты анализа данных для диагностирования и прогнозирования загрязнений призабойной зоны пласта** были рассмотрены в докладе **Вадима Цыганкова**, к. т. н., заведующего лабораторией технологических жидкостей для интенсификации добычи, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. В основу анализа было положено математическое моделирование. В качестве актуальных направлений исследований были выделены: создание инструментов анализа данных для диагностирования и прогнозирования загрязнений призабойной зоны пласта; моделирование и анализ размещения проппанта в трещине ГРП (несеismicкие методы мониторинга ГРП); моделирование и анализ работы трещины ГРП и матрицы пласта на основании трассерных методов контроля; моделирование технологий ГРП с жидкостями на основе сжиженных органических и неорганических газов; подбор методов ПНП, анализ рисков применения технологий, выработка проектных решений; разработка программного решения повседневного кроссфункционального бизнес-инжиниринга.

При планировании режима работы добывающих скважин необходимо определение причин уменьшения проницаемости ПЗП

of the hydraulic fracturing fleet was developed. This model allows to perform an estimation forecast of a required range of values of the parameter "US600. Pressure pump load".

Approaches and methods of analysis used in terms of this project make it possible to implement the following proposals made by Tagras-RemService specialists:

1. Recording of the actual hydraulic fracturing equipment operating time (by element).
2. Providing statistical data on the changes in operation parameters due to parts wear or deterioration of technical characteristics.
3. Managing the service life of the digitized equipment part, preventing failure and critical reduction of technical characteristics.

**Elena Gribanovskaya**, FID Group, described **"Application of Mathematical Methods to Assess the Condition of Oilfield Equipment in order to Improve Operational Efficiency"**. The main stages include:

- Collection of statistical data;
- Mathematical modelling of equipment diagnostics;
- Evaluation of the implementation efficiency;
- Mathematical modelling of the wear condition during operations;
- Building a wear forecast model.

The presented mathematical methods are sufficiently detailed and have considerable successful application experience. These methods can be used to obtain both a highly accurate assessment model of the equipment wear condition, and a prediction of the state of the equipment before and during the operation.

### Other important challenges...

**Integrated Solution for Production Management through the example of a Field with Hard-to-recover Reserves** was proposed by **Vsevolod Bugrov**, Business Development Manager at Welltec Oilfield Services (RUS).

The challenge faced by oil companies at the initial stage of field development is to obtain comprehensive data on the formation, carry out accurate simulation of the field deposits, and optimize the process of wells drilling and completion to achieve the highest production performance. The main goal of all producing companies is to achieve the maximum level of production while optimizing the cost. At the same time, health and safety performance plays a very important role. The report focused on the application of technologies for solving complex challenges at each of the listed stages – from obtaining data on the inflow profile to managing the production process in each specific well.

**Data Analysis Methods for Diagnostics and Forecasting of Bottomhole Wellbore Damage** were described in the report from **Vadim Tsygankov**, Ph.D. in Engineering Science, Head of the Laboratory of Process Fluids for Production Enhancement, Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The analysis was based on mathematical



## 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**

и количественная оценка объема кольматанта. Для этого необходим комплексный учет факторов, влияющих на изменение проницаемости в ПЗП, основные из них:

- отложения АСПО;
- выпадение солей;
- набухание глин.

Моделирование осложнений в нагнетательных скважинах требует разработки отдельных математических моделей, отличающихся от моделей для добывающих скважин.

#### **Опыт применения установки сталеполимерной трубы на месторождениях Восточной Сибири**

поделиться главный инженер проекта ООО «ИНК-ТКРС» **Максим Князев**. Были даны технические характеристики установки (диаметр используемых труб шлангокабеля – 44 мм; вместимость барабана лебедки – не менее 4000 м; максимальное усилие на лебедке – не менее 100 кН). Перечислен состав оборудования, представлены характеристики шлангокабеля.

С использованием гибкой сталеполимерной трубы производились следующие технологические операции:

- растепление (размыв) гидратных и парафиновых пробок (85 скважин);
- промывка ствола скважины от солевых отложений (12 скважин);
- растепление затрубного пространства (12 скважин);
- глушение скважин (10 скважин).

С апреля 2018 года по 1 ноября 2019 года бригадой ГСПТ было произведено 119 ремонтов скважин, из них 85 ремонтов по восстановлению циркуляции в НКТ. Работы показали высокую экономическую эффективность.

**Анастасия Ивко**, соискатель степени кандидата технических наук, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, презентовала **смазочную добавку «НЕФТЕНОЛ-СДИ» для буровых растворов на водной основе**.

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин требования к буровым растворам и применяемым реагентам резко возросли. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

Была поставлена задача создать смазочную добавку с улучшенными антиприхватными свойствами, обладающую низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

Полученный технический результат заключается в снижении значения момента страгивания бурового раствора на границе «фильтрационная корка – диск», обработанного заявленной смазочной добавкой, при одновременном снижении пенообразования и сохранении высоких смазочных свойств.

**Была поставлена задача создать смазочную добавку с улучшенными антиприхватными свойствами, обладающую низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.**

**The goal was to create a lubricant additive with improved adhesive-resistant properties and a low foam-forming capacity while maintaining high lubricating properties.**

modeling. The reporter highlighted the following relevant areas of research: development of data analysis methods to diagnose and predict bottomhole wellbore damage; modelling and analysis of proppant packing in the fracture (non-seismic methods of hydraulic fracturing monitoring); modeling and analysis of fracture and reservoir matrix performance based on trace control methods; modeling of hydraulic fracturing technologies with fluids based on liquefied organic and inorganic gases; selection of enhanced oil recovery methods, analysis of risks of technology

application, development of design solutions; development of a software solution for everyday cross-functional business engineering.

When planning the well production mode, it is necessary to determine the reasons for the decrease in the permeability of the bottomhole zone and to quantify the volume of plugging agent. For this purpose, it is necessary to take into account the factors that influence the change in permeability in bottomhole zone. The main factors include:

- Asphaltene-resin-paraffin deposits;
- Scale build-up;
- Clay swelling.

Simulation of complications in injection wells requires the development of separate mathematical models different from those for producing wells.

#### **Case Study on the Application of Steel-Polymer Pipe at the Fields in Eastern Siberia**

was presented by **Maxim Knyazev**, Chief Project Engineer, INK-TKRS LLC. Presentation provided technical characteristics of the unit (pipe diameter – 44 mm; drum capacity – at least 4000 m; maximum hoisting load – not less than 100 kN). Also, the report included equipment and technical characteristics of the pipe.

Coiled steel-polymer pipe allowed to perform the following operations:

- Removal of hydrate and paraffin plugs (85 wells);
- Wellbore cleanout from salt deposits (12 wells);
- Annular space thawing (12 wells);
- Wells killing (10 wells).

From April 2018 till November 1, 2019 the fleet with coiled steel-polymer pipe performed 119 well workover operations, 85 of which were aimed at restoring circulation in the tubing. The operations demonstrated high economic efficiency.

**Anastasia Ivko**, post-graduate student at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, presented **Lubricant Additive NEFTENOL-SDI for Water-based Drilling Fluids**. Due to the increase in the number of directional and horizontal wells, the requirements for drilling fluids and agents have



Предлагаемая смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» разработана на основе эфиров растительных масел. Она обладает высокой смазочной способностью и экологически безопасна. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °С, может быть применена во всех типах буровых растворов на водной основе. На месторождениях Западной Сибири были проведены опытно-промышленные испытания смазочной добавки «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марка СДИН-5. Объектом исследования служил ингибирующий буровой раствор (ИБР) на основе частично гидролизованного полиакриламида.

Опытно-промышленные испытания прошли успешно. Оформляется заявка на получение патента на изобретение в России.

Не были обойдены вниманием конференции и финансовые вопросы. **Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора** осветил **Руслан Игилов**, вице-президент ПАО «САК «Энергогарант».

Исполнительный директор ICoTA-Россия **Артем Грибов** рассказал об **обучающих семинарах по ГНКТ, ГРП, направленному бурению**, которые лекторы, приглашенные. ICoTA-Россия, готовы провести для российских слушателей.

Завершила программу дискуссия **«Перспективы и проблемы высокотехнологичного нефтегазового сервиса»**, репортаж о которой будет опубликован в следующем (№ 71) номере «Времени колтюбинга. Времени ГРП».

Кульминацией конференции явилось торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия). Награждение проводилось в шести номинациях. С компаниями-победительницами 2019 года вы можете познакомиться на с. 32–36 этого выпуска журнала.

Торжественная часть включала также награждение дипломами лучших докладчиков конференции и лучших авторов журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» 2019 года.

Тезисы основных докладов конференции будут опубликованы в № 71 (№ 1, 2020).

**Ждем вас на очередной, 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая откроет счет третьему десятку встреч в нашем клубе!**

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

increased dramatically. Lubricating additives with auxiliary reagents have become very important.

The goal was to create a lubricant additive with improved adhesive-resistant properties and a low foam-forming capacity while maintaining high lubricating properties.

The obtained technical result is a faster time of the first movement of drilling mud at the interface "filtration cake – disc treated with the lubricant additive", while reducing the foam formation and maintaining high lubricating properties.

The proposed lubricating additive "NEFTENOL-SDI" is developed on the basis of vegetable oil esters. This additive has high lubricating properties and is environmentally friendly. The proposed lubricant additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C and it can be used in all types of water-based drilling fluids. Pilot tests of NEFTENOL-SDI lubricant additive (model SDIN-5) were carried out at the fields in Western Siberia. The mud used for testing was an inhibiting drilling mud based on partially hydrolyzed polyacrylamide.

Pilot tests have been carried out successfully. The company is currently preparing a patent request in Russia.

Financial issues were also discussed. **Ruslan Igirov**, vice-president of "SAK Energogant" PJSC, presented the report **“Comprehensive Insurance for Oil and Gas Companies”**.

Executive Director of ICoTA-Russia **Artem Gribov** presented **Holding Seminars on Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Directional Drilling** which are going to be held for Russian specialists by lecturers invited by ICoTA-Russia.

The conference was concluded with a discussion **“Prospects and Challenges of High-Tech Oil and Gas Service”**. The article about this discussion will be published in the next issue (№ 71) of the Coiled Tubing Times Journal.

The conference culminated in an awarding ceremony – a special Intervention Technology Award that was launched by the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association ICoTA-Russia. Winners were selected in five nominations. Winner companies of 2019 can be found on the pages 32–36 of this issue.

A solemn ceremony also included awarding the best reporters of the conference and best authors of the Coiled Tubing Times Journal in 2019.

Proceedings of the main reports will be published in issue № 71 (1, 2019).

**We are waiting for you at the next, 21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Conference "Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing, Well Intervention", which will be the thirty-first meeting in our club!**

**Analytical Group of the Coiled Tubing Times**

## Intervention Technology Award – 2019

Традиционно программа 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» включала подведение итогов и торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award.

Премия Intervention Technology Award 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 Хьюстоне (США).

В течение года российское отделение ICoTA с помощью научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» проводило анкетирование читателей – специалистов нефтегазового сервиса. По результатам опроса были составлены шорт-листы в каждой номинации премии. Авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определило победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям, среди которых были успешное использование высоких технологий, объемы выполняемых работ в натуральном и денежном выражении, смелость и оправданный риск при внедрении инноваций на российском рынке нефтегазового сервиса.

Были объявлены победители Intervention Technology Award в шести номинациях, причем в некоторых было определено сразу несколько победителей.

Traditionally, the program of the 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference included debriefing and ceremonial presentation of diplomas to the laureates of the special prize Intervention Technology Award.

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).

During the year, the Russian Chapter of ICoTA with the help of Coiled Tubing Times Journal has been conducting a survey among the readers of the Journal, who are undoubtedly experts of oil and gas service. According to the survey results, short lists were drawn up in each award nomination. An authoritative jury comprising the members of ICoTA Board of Directors (Russian Chapter) and the members of the Coiled Tubing Times Editorial Board chose the winners according to the qualitative and quantitative criteria worked out for each nomination, among which were the

successful use of high-tech, volumes work performed in natural and monetary terms, courage and justified risk in the introduction of innovations in the Russian market of oil and gas service.

The winners of the Intervention Technology Award were previously chosen in six different categories, and in two of them several winners were determined at once.



В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России**» вошли компании:

- ООО «Пакер Сервис»;
- «Шлюмберже»;
- «ФракДжетВолга»;
- ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятие «АктьюбинскРемСервис»;
- ООО «Ветеран».

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

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
- Schlumberger
- FracJet-Volga, LLC
- TagraS-RemService, LLC;
- AktyubinskRemService Enterprise
- Veteran, LLC

According to the results of jury voting, **Packer Service, LLC** and **AktyubinskRemService Enterprise** were pronounced the winner.



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

- ООО «ЛениногорскРемСервис»;
- РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- ЗАО «СП «МеКаМиннефт»»;
- Weatherford.

По итогам голосования жюри победили компании «**ЛениногорскРемСервис**» и «**Белоруснефть**».

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

- LeninogorskRemService, LLC
- RUE Production Association Belarusneft
- Packer Service, LLC
- MeKaMineft joint venture, CJSC
- Weatherford

According to the results of jury voting, **LeninogorskRemService, LLC** and **RUE Production Association Belarusneft** were pronounced the winners.



В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России**» входили компании:

- «Шлюмберже»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- Weatherford;
- ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятие «АктюбинскРемСервис».

По итогам голосования жюри победила компания «**Шлюмберже**».



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

- Schlumberger
- Packer Service, LLC
- Weatherford
- TagraS-RemService, LLC;
- AktyubinskRemService Enterprise

According to the results of jury voting, **Schlumberger** was pronounced the winner.

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

- ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;
- НПФ «Пакер»;
- СЗАО «ФИДМАШ»;
- НТЦ «ЗЭРС»;
- ООО «НКМЗ-Групп».

Лучшими были признаны СЗАО «**ФИДМАШ**» и НПФ «**Пакер**».

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

- NPP RosTEKtechnologii, LLC
- Scientific and Production Firm “Paker”
- NOV FIDMASH
- NTC ZERS
- NKMZ-Group, LLC

**NOV FIDMASH** and Scientific and Production Firm “**Paker**” were recognized The best.



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

- ООО «Ойл Энерджи»;
- ГК «ФОРЭС»;
- АО «Химеко-ГАНГ»;
- АО «Боровичский комбинат огнеупоров».

По итогам голосования первой стала компания «**Ойл Энерджи**».

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

- Oil Energy, LLC
- FORES state concern
- Himeko-GANG, JSC
- Borovichi Refractory Plant

**Oil Energy, LLC** has become the first on the voting results.



В шорт-лист номинации «**Лучшее периодическое издание, освещающее проблемы нефтегазового сервиса**» вошли:

- «Бурение и нефть»;
- «Время колтюбинга. Время ГРП»;
- ROGTEC.

По итогам голосования жюри победил научно-практический журнал «**Время колтюбинга. Время ГРП**».

The following periodicals were shortlisted in the category “**Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service**”:

- "Drilling and oil"
- "Coiled Tubing Times"
- ROGTEC

According to the results of jury voting, scientific and practical journal "**Coiled Tubing Times**" was pronounced the winner.

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

Награждение проводили председатель ICoTA-Россия Константин Бурдин и исполнительный директор ICoTA-Россия Артем Грибов.

The Intervention Technology Award is presented annually in the framework of the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Rewarding was held by Konstantin Burdin, Chairman of ICoTA-Russia, and Artem Gribov, Executive Director of ICoTA-Russia. 

