

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

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

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

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

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

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

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

Нынешняя конференция в очередной раз

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

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

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

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

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

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

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

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

This conference reaffirmed its reputation as one

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРЕЖДЕ ВСЕГО – СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

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

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

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

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

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

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

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

FIRST – STRATEGIC ISSUES

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

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



Вадим Кравец
Vadim Kravets

Market: Current State and Forecast till 2027".

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

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

operations, including multi-stage frac-jobs;

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

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

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

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

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

в первую очередь при ОПЗ и подготовке к ГРП.

КУРС НА АВТОМАТИЗАЦИЮ

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

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



Юрий Белугин
Yury Belugin

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

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

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

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

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

THE CASE FOR AUTOMATION

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

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

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

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

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

The report, which can be dubbed "Automatic

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

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

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

Перечислены дальнейшие направления автоматизации:

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

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

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

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

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

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

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

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

The following directions of automation were mentioned:

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

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

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



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

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

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

Данная система управления:

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

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

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

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

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

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

This control system:

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

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

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

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

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

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

Sales Manager

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

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

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

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

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

В АВАНГАРДЕ – КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основной корпус докладов конференции был посвящен колтюбинговым технологиям.

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

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

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

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

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

CT TECHNOLOGIES AT THE FOREFRONT

The main body of presentations were on CT technologies.

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

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

made the horizontal wells impractical.

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

Колтюбинговые технологии являются основным методом активации сдвижных муфт при ГРП.

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

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

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

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

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

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



Сергей Атрушкевич
Sergei Atrushkevich

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Very soon, coiled tubing drilling technologies will

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Менеджер по развитию бизнеса ООО «Велтэк»

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

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

BelNIPIneft of "Production Association" Belorusneft".

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

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

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

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



Руслан Салдеев
Ruslan Saldeev

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

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



*Всеволод Бугров
Vsevolod Bugrov*

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

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

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

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

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

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

HER MAJESTY THE COILED TUBE

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

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

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

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

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

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

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

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

ЕЕ ВЕЛИЧЕСТВО ГИБКАЯ ТРУБА

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

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

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

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

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

По результатам испытаний можно дать пять рекомендаций для хранения ГТ.

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

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

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



Эндрю Кэррион
Andrew Carrion

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

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

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

tube with special compounds;

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

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

In his third report,

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

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

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

По результатам испытаний можно дать пять рекомендаций для хранения ГТ:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Failure can also be caused by manufacturing defects:

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

Sales Manager from Tenaris

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

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

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

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

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



Тимур Сабитов
Timur Sabitov

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

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

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

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

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



Рон Кларк
Ron Clarke

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

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

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

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

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

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

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

Tests revealed that the corrosion rate of CT steel A-606 in uninhibited 15% HCl is 21.4 times lower than that for St3kp steel (8.76 m²/h). However, despite the

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

Исследования показали, что скорость коррозии стали гибкой трубы А-606 в неингибированной 15%-й HCl в 21,4 раза меньше этого показателя для стали СтЗкп (8,76 м²/ч). Однако, несмотря на большую устойчивость к кислоте стали гибкой трубы, защитный эффект ингибиторов (52,1–74,9%) оказался хуже, чем для СтЗкп. Для составов с ингибиторами «Инвол-2А», «Инвол-2Б», ВНПП-2В, «Катасол-28-3» скорость коррозии оказалась выше предельно допустимой нормы 0,2 г/м²·ч.

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

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

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

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

high resistance to acid of CT steel, the protective effect of inhibitors (52.1–74.9%) turned out to be lower than for СтЗкп. For compositions with inhibitors Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2B, Catasol-28-3, the corrosion rate was higher than the maximum allowable rate of 0.2 g/m² h.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГРП НЕ СДАЕТ ПОЗИЦИЙ

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

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

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

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

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

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

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

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

HYDRAULIC FRACTURING IS STILL STRONG

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

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

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

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

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

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



Максим Фадеев
Maksim Fadeev

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

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

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

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



Камиль Каримов
Kamil Karimov

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



*Николай Руденко
Nikolay Rudenko*

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

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

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



*Анастасия Мангърова
Anastasia Mangrova*

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

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

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

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

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

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



Александр Казаков
Alexander Kazakov

технологий МГРП.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Over 900 HiWAY operations have been pumped in

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

The next step to optimize channel

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

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

визуализация разрушения скелета терригенных образцов и карбонатов порового типа.

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

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

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

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

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

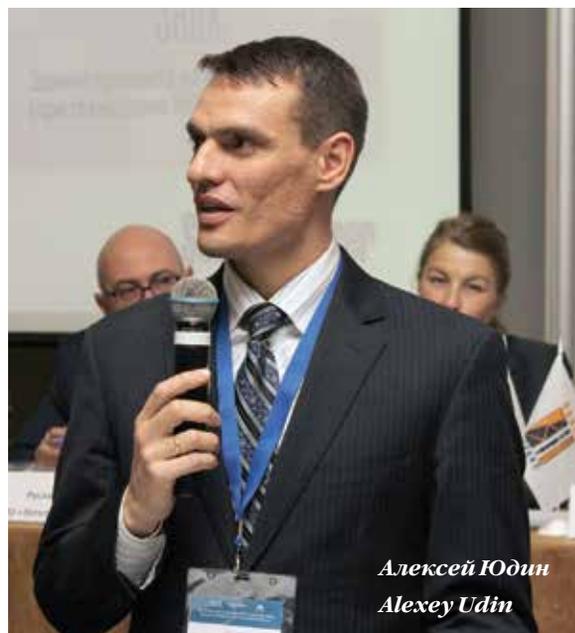
Ускорение работ при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с применением технологии Premium Port презентовала Ксения Стародубцева. Было рассказано об ускорении работ при ГРП без подъема ГНКТ из скважины. Premium Port – это полнопроходные компоновки, где открытие и закрытие портов производится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

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

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

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

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



Алексей Юдин
Alexey Udin

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

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

Eugene Pyatkov made a report on **Expanding**

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



Ксения Стародубцева
Kseniya Starodubtseva

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

К КАЖДОЙ СКВАЖИНЕ – ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД

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

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

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

A UNIQUE APPROACH TO EACH WELL

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

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

Ejector cleanout system provides continuous well cleanout along the whole wellbore down to bottomhole. The fluid rate to the surface is 1.8 m/s. This provides removal of solid phase with 1800 kg/m³ density and particles diameter of up to 3 mm.

Advantages:

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

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

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

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

Система эжекторной очистки позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости к устью составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем твердой фазы плотностью 1800 кг/м³ с размерами частиц до 3 мм.

Преимущества:

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

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

Технология расширяемых колонных заплаток для снижения затрат на ремонт скважин

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

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



*Роман Сибгатуллин
Roman Sigbatullin*

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

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

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

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

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



*Никита Викулин
Nikita Vikulin*

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

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

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

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

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

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

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

installation. Examples of successful operations were also presented.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Целью работ было восстановление



Сергей Симаков
Sergei Simakov

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

The reporter also described the technology of acid

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



Юрий Штакбов
Yuri Shtakbov

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

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

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

О ФИНАНСАХ

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

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

ABOUT FINANCE

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

COILED TUBING TIMES – TIME FOR CELEBRATION

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

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



Руслан Игиллов
Ruslan Igilov

coiled tubing technologies in Russia.

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

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

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

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

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА – ВРЕМЯ ТОРЖЕСТВА

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

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

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

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

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

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

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

