

# ТОЧКА КОНТАКТА POINT OF CONTACT

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

*22<sup>nd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing  
and Well Intervention Conference*

22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 11-12 ноября 2021 года на привычном месте, в «Новотеле Москва Сити», и на всей планете, поскольку велась прямая трансляция в сети Интернет.

Организаторами мероприятия традиционно выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Официальную поддержку конференции оказало Министерство энергетики Российской Федерации.

Спонсировали мероприятие Группа ФИД и NOV FIDMASH (золотые спонсоры), компании «Шлюмберже», ESTM и «Пакер Сервис». Партнером выступил Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ICoTA. Мероприятие каждый год собирает свою целевую аудиторию – представителей нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний.

В 22-й встрече приняли участие (офлайн и онлайн) делегаты из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Беларуси, Германии. Они представляли компании «Газпром», «Газпромнефть НТЦ», «Газпромнефть-Заполярье», «Пакер Сервис», «БВТ», «БВТ-Восток», «Новатэк», «Сургутнефтегаз», «Шлюмберже», «ТаграС-РемСервис», «ЛениногорскРемСервис», «ФракДжет-Волга», Baker Hughes, «Белоруснефть», «Ветеран», «Нефтетранссервис», «Койл-Сервис», ПКФ «ГИС Нефтесервис», «Когалымнефтегеофизика», «Мессояханефтегаз», «ИНК», Группа ФИД, NOV FIDMASH, NOV Completion Tools, NOV Oilfield Services Vostok, «Римера», «РИАТ», «ММоторРА», «РН-БашНИПИнефть», Welltec, НПФ «Пакер»,

The 22<sup>nd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held on 11-12 November 2021 at its usual venue, Novotel Moscow City, and all over the world due to the live streaming in the Internet.

The event was organized, as always, by the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) and the editorial board of the Coiled Tubing Times scientific and practical journal. The conference was officially supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

The event was sponsored by the FID Group and NOV FIDMASH (golden sponsors), Schlumberger, ESTM and Packer Service. The World-Class Research Center Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves of the National University of Oil and Gas "Gubkin University" acted as a partner.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is the longest standing Russian forum and the highlight in the calendar of the ICoTA

Russian branch. Every year the event attracts its target audience, including the representatives of oil and gas service companies, oil and gas producers, manufacturers of equipment and materials for the high-technology oil and gas service.

The 22<sup>nd</sup> meeting was attended (offline and online) by the delegates from

different regions of the Russian Federation, the US, China, Belarus, and Germany. They represented Gazprom, Gazpromneft Science & Technology Center, Gazpromneft-Zapolyarye, Packer Service, BVT, BVT-Vostok, Novatek, Surgutneftegas, Schlumberger, TagraS-RemService, LeninogorskRemService, FracJet-Volga, Baker Hughes, Belorusneft, Veteran, Neftetransservice, Coil-Service, GIS Nefteservice Production and Commercial Firm, Kogalymneftegeofizika, Messoyakhaneftegaz, Irkutsk Oil Company, FID Group, NOV FIDMASH, NOV Completion Tools, NOV Oilfield Services Vostok, Rimer, RIAT, MMotorRa, RN-BashNIPIneft, Welltec, Paker

**Особенностью нынешней конференции стало феноменальное количество докладов – 43!**

**The distinctive feature of this conference is a phenomenal number of reports – 43!**

«Химпром», Altus Intervention, Coiled Tube Resource Management, Bico Drilling Tools, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, «Вилерен», CoilDRILLING Consultancy, «Ижнефтемаш», НК «Югранефтепром», «ВеллПроп», The WellBoss Company, ESTM, SHINDA, Tenaris, «Марлин Ойл Тулз», «Стар Тюбинг» и др.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия, к. т. н. **Константин Бурдин**: «Рад приветствовать участников очередной, 22-й конференции. За более чем двадцатилетнюю историю она собрала сообщество экспертов, профессионалов своего дела. Здесь присутствуют производители колтюбингового оборудования, оборудования для ГРП, внутрискважинных работ, стимуляции скважин, которые представят свои разработки. Присутствуют представители сервисных компаний, которые будут делиться опытом своих успешных работ. Присутствуют наши уважаемые заказчики, которые задают тон, ставят задачи, ради которых мы все работаем, внедряем технологии, востребованные рынком».

С приветственным словом выступили также представители золотых спонсоров конференции – Генеральный директор NOV FIDMASH **Александр Райхлин** и Член Совета Группы ФИД **Дмитрий Грибановский**.

Особенностью нынешней конференции стало феноменальное количество докладов – 43! Традиционные шесть секций едва смогли их вместить.

Открыл программу стратегический доклад руководителя аналитической группы RPI Research & Consulting **Вадима Кравца** «**Текущее состояние и будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП**». Проанализировав ситуацию – последних полутора лет, компания RPI пришла к выводу, что основным фактором, который привел к негативным последствиям на нефтесервисном рынке, являлось ограничение по добыче нефти, наложенное ОПЕК.

В 2019 году объем добычи нефти в России составил 560 млн тонн, а в 2020 году за счет ограничений ОПЕК и падения спроса в связи с пандемией добыча упала до 512 млн тонн. В текущем году, согласно прогнозу RPI, объем добычи составит около 519,3 млн тонн.

При составлении сценариев развития нефтесервисного рынка учитывался прогноз добычи, прогноз количества нефтесервисных операций, особенности использования оборудования и санкционные ограничения. Были составлены три сценария добычи нефти (оптимистический, нейтральный и негативный) и, соответственно, три сценария развития нефтесервисного рынка. Мониторинг последних полутора лет показал, что нейтральный сценарий очень сложно предугадать. Реальная ситуация колеблется в некоем «коридоре» между нейтральным и негативным сценариями.

В докладе была показана ретроспективная динамика российского нефтесервисного рынка в 2008-2020 годах. Основными драйверами роста в этот период являлись

Science and Production Firm, Khimprom, Altus Intervention, Coiled Tube Resource Management, Bico Drilling Tools, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, Vileren, CoilDRILLING Consultancy, Izhneftemash, NK "Yugranefteprom", WellProp, The WellBoss Company, ESTM, SHINDA, Tenaris, Marlin Oil Tools, Star Tubing, etc.

The Conference was declared open by **Konstantin Burdin**, CES, the Chairman of ICoTA-Russia, "I am happy to welcome the participants of the regular, 22<sup>nd</sup> Conference. Over the twenty years of its history, it has gathered a community of experts and leaders in their profession. We can see here the producers of coiled tubing equipment, hydraulic fracturing equipment, equipment for well intervention and well stimulation, which are ready to introduce to us new solutions. The attending representatives of service companies will share their successful experience. Our highly respected customers, who set the pace and issue challenges and for whom we all work and introduce technologies required by the market, are also here".

There were also welcoming speeches from the representatives of the golden sponsors of the Conference, **Aleksandr Raikblin**, the General Director of NOV FIDMASH, and **Dmitry Gribanovsky**, Member of the Board of the FID Group.

The distinctive feature of this conference is a phenomenal number of reports – 43! The six traditional panels could hardly fit them all.

The meeting began with the strategic report of the head of the analytical group, RPI Research & Consulting **Vadim Kravets** “**Current state and future of the Russian oilfield services market, including its segments – coiled tubing and hydraulic fracturing**”. Having analyzed

the situation over the past year and a half, RPI came to the conclusion that the main factor that led to negative consequences in the oilfield services market was the restriction on oil production imposed by OPEC. In 2019. The volume of oil production in Russia amounted to 560 million tons, and in 2020 due to OPEC restrictions and a drop in demand due to the pandemic, production fell to 512 million tons.

This year, according to the RPI forecast, the volume of production will amount to about 519.3 million tons.

When drawing up scenarios for the development of the oilfield services market, the forecast of production, the forecast of the number of oilfield service operations, the specifics of the use of



Вадим Кравец  
Vadim Kravets

эксплуатационное бурение, включая горизонтальное, капитальный ремонт скважин, зарезка боковых стволов, гидроразрыв пласта, сопровождение бурения, геофизические исследования скважин.

В прошлом году нефтесервисный рынок просел в денежном отношении на 9%, в том числе объем операций ГРП на переходящем фонде упал более чем на 25%. В этом году ситуация не намного лучше.

Что касается распределения долей сегментов нефтесервисного рынка (объем всего рынка – 1317 млрд руб.), то в 2020 году самый большой сегмент – ГРП (9,7%, или 127 млрд руб.) рос высокими темпами за счет операций высокого ценового сегмента – МГРП. Происходит непрерывное увеличение стадийности. В настоящее время средняя стадийность для большого горизонтального бурения составляет примерно 7–8 стадий, для боковых горизонтальных стволов – 3–4 стадии. Начал интенсивно развиваться сегмент вторичного МГРП. По оценкам экспертов, это 220 операций, эффективность которых пока сложно оценить.

Прогнозная динамика российского нефтесервисного рынка в 2021-2030 годах по нейтральному сценарию предполагает, что снова произойдет просадка рынка приблизительно на 5%, но в 2022 году будет восстановлен спрос, потому что, по разрешенным данным ОПЕС, объем добычи вырастет до 524 млн тонн. Соответственно, вырастет число операций по вводу скважин в эксплуатацию и ГРП. Нарастивать объем добычи будут любыми доступными средствами, прежде всего дорогими методами добычи.

В перспективе развитие ГРП будет зависеть от ввода скважин в эксплуатацию. Большие надежды связаны с кластером на Таймыре, новыми месторождениями в Эвенкии и Иркутской области. По нейтральному сценарию к 2030 году сегмент ГРП будет занимать 14,9% нефтесервисного рынка.

Что касается рынка колтюбинговых операций, то в 2007-2010 годах стоимость работ с применением ГНКТ в России ежегодно увеличивалась. Рос и сам рынок колтюбинга в денежном выражении.

Среднегодовой темп роста составил 19,7%. В 2019 году отмечалось падение рынка в денежном выражении на 5,6% с последующим восстановлением в 2020 году. В физическом выражении падение составило 4%.

Сегодня рынок ГНКТ переживает не лучшие времена, в 2022 году ожидается некоторая стабилизация в связи с отложенным спросом. В физическом выражении наибольшую долю рынка ГНКТ составляют операции при КРС (62%), при этом в денежном выражении они составляют всего 25%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом отношении их доля в 2020 году составила 35%, тогда как в денежном этот сегмент занял первое место по объему (69%).

equipment and sanctions restrictions were taken into account. Three scenarios of oil production (optimistic, neutral and negative) and, accordingly, three scenarios for the development of the oilfield services market were drawn up. Monitoring of the last 1.5 years has shown that it is very difficult to predict the neutral scenario. The real situation

fluctuates in a kind of a “corridor” between neutral and negative scenarios.

The report showed the retrospective dynamics of the Russian oilfield services market in 2008-2020. The main growth drivers during this period were production drilling, including horizontal well workover, workover, sidetracking, hydraulic fracturing, drilling support, and well logging.

Last year, the oilfield services market sank in monetary terms by 9%, including the volume of hydraulic fracturing

operations on the carryover fund fell by more than 25%. The situation is not much better this year. As for the distribution of the shares of the oilfield services market segments (the volume of the entire market is 1317 billion rubles), then in 2020 the largest segment – hydraulic fracturing (9.7% or 127 billion rubles) - grew at a high rate due to the operations of the high price segment - multistage hydraulic fracturing. There is a continuous increase in staging. Currently, the average staging for large horizontal drilling is approximately 7–8 stages, for horizontal sidetracks – 3–4 stages. The segment of secondary multi-stage hydraulic fracturing began

to develop intensively. According to experts, these are 220 operations, the effectiveness of which is still difficult to assess.

Forecast dynamics of the Russian oilfield services market in 2021-2030 under the neutral scenario assumes that the market will again fall by about 5%, but in 2022 demand will be restored, because according to the permitted OPEC data, the volume of production will grow to 524 million tons.

Accordingly, the number of well commissioning and hydraulic fracturing operations will increase. The volume of production will be increased by any available means, primarily by expensive methods of production.

In the future, the development of hydraulic

**Происходит непрерывное увеличение стадийности. В настоящее время средняя стадийность для большого горизонтального бурения составляет примерно 7–8 стадий, для боковых горизонтальных стволов – 3–4 стадии.**

**There is a continuous increase in staging. Currently, the average staging for large horizontal drilling is approximately 7–8 stages, for horizontal sidetracks – 3–4 stages.**

**Рынок ГНКТ обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 190% в денежном выражении.**

**The CT market has significant growth potential by 2030 – 190% in monetary terms.**

Рынок ГНКТ обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 190% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций, себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Одновременно в связи с появлением российских производств гибких труб можно ожидать сдерживания стоимости операций.

Сегмент ГРП имеет перспективу в связи с ожидаемым вводом в эксплуатацию новых месторождений. В период до 2030 года основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже в 2022 году превзойдет одностадийные операции ГРП в совокупном объеме рынка ГРП и денежном выражении ввиду роста технологической сложности и себестоимости операций МГРП.

## В фокусе – оборудование

Заместитель директора Группы ФИД по инновационным проектам **Иван Пирч** предоставил **краткую информацию о Группе ФИД**, объединяющей российские и белорусские предприятия, которые развивают нефтегазовые технологии и создают инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья. Группа ФИД была образована в 1989 году под эгидой Фонда изобретательской деятельности. На сегодняшний день Группа ФИД реализует ряд инновационных проектов: комплексы для ГРП, колтюбинговые комплексы, нагнетательное и цементирующее оборудование, комплексы для направленного шахтного и поверхностного бурения, внутрискважинное оборудование и технологии. В основе высокого качества продукции – собственные разработки и высококвалифицированные конструкторские кадры. На все создаваемые объекты интеллектуальной собственности предприятия Группы ФИД получают соответствующие патенты и свидетельства. В частности, получено свидетельство о регистрации программного обеспечения системы управления флотом ГРП VisualFrac в Национальном центре интеллектуальной собственности. Собственные производственные мощности предприятий охватывают все основные переделы и обеспечивают стабильность качества на всех этапах производства. Каждая единица создаваемого оборудования проверяется на аттестационных стендах для стопроцентного



Иван Пирч  
Ivan Pirch

**Группа ФИД реализует ряд инновационных проектов: комплексы для ГРП, колтюбинговые комплексы, нагнетательное и цементирующее оборудование, комплексы для направленного шахтного и поверхностного бурения, внутрискважинное оборудование и технологии.**  
FID Group implements a number of innovative projects, including hydraulic fracturing units, coiled tubing units, injection and cementing equipment, units for surface drilling and shaft drilling, downhole equipment and intervention technologies.

fracturing will depend on the commissioning of wells. Great hopes are associated with the cluster in Taimyr, new fields in Evenkia and the Irkutsk region. According to the neutral scenario, by 2030 the hydraulic fracturing segment will occupy 149% of the oilfield services market.

As for the coiled tubing market, in 2007-2010 the cost of work with the use of coiled tubing in Russia has been increasing every year. The coiled tubing market itself grew in monetary terms. The average annual growth rate was 19.7%. In 2019, the market fell by 5.6% in monetary terms, followed by recovery in 2020. In physical terms, the decline was 4%.

Today, the CT market is going through hard times, with some stabilization expected in 2022 due to deferred demand. In physical terms, the largest share of the CT market is workover operations (62%), while in monetary terms, they account for only 25%. The reverse is true in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, their share in 2020 was 35%, while in money terms this segment took the first place in terms of volume (69%).

The CT market has significant growth potential by 2030 – 190% in monetary terms. The growth will be due to an increase in the number of operations, the cost of individual operations due to an increase in technological complexity. At the same time, in connection with the emergence of Russian production of flexible pipes, one can expect a containment of the cost of operations.

The hydraulic fracturing segment is promising due to the expected commissioning of new fields. In the period up to 2030, the main driver of growth will be the multi-stage hydraulic fracturing segment, which already in 2022 will surpass single-stage hydraulic fracturing operations in the total volume of the hydraulic fracturing market and in monetary terms due to the growing technological complexity and cost of multi-stage hydraulic fracturing operations.

## Focus on equipment

**Ivan Pirch**, the deputy director for innovative projects of FID Group, presented a **summary description of FID Group** which incorporates Russian and Belarusian enterprises involved in the development of oil and

подтверждения заявленных характеристик. Пусконаладочные работы, обучение и полный комплекс сервисных услуг позволяют гарантировать надежность эксплуатации оборудования на протяжении всего его жизненного цикла. С 2015 года Группа ФИД является официальным представителем компании SPM (США) по поставке оригинальных запчастей, а с 2019 года – сертифицированным сервисным центром SPM с правом проведения капитальных ремонтов насосов высокого давления.

Благодаря программе по модернизации и капитальному ремонту оборудования были проведены модернизация и капремонты более шестидесяти единиц оборудования, выпущенного как предприятиями Группы ФИД, так и другими производителями. В 2020 году на базе ООО «МашОйл», дочернего предприятия Группы ФИД, была создана производственная площадка на территории РФ (г. Ярцево Смоленской области) для обеспечения серийного выпуска нефтесервисного оборудования. Весной текущего года там была выпущена первая колтюбинговая установка УНТ1, которая уже используется по назначению на объектах ООО «Газпром ПХГ». В ближайшей перспективе на этой производственной площадке будет выпущен ряд установок (колтюбинговых, насосных, азотных криогенного типа и т. п.), а также оборудование комплекса для ГРП, в том числе для высокорасходного.

Доклад **«Отечественные технические решения от Группы ФИД как основа развития колтюбинговых технологий»** озвучили главный конструктор управления перспективных технологий **Сергей Сергиеня** и заместитель директора по маркетингу и сбыту **Юрий Белугин**.

Сергей Сергиеня дал краткий экскурс истории создания **колтюбингового оборудования** в Группе ФИД, которая насчитывает более двух десятилетий, начиная с проекта «Колтюбинг», стартовавшего в 1998 году. В 2021 году проект был перезапущен. В марте была произведена первая колтюбинговая установка легкого класса на территории Российской Федерации. В настоящее время в процессе производства находятся две установки тяжелого класса: с инжектором тяговым усилием 36 т и с инжектором тяговым усилием 45 т.

Докладчик подробно рассказал о колтюбинговых установках на одной транспортной базе. Группа ФИД предлагает три класса таких установок: легкий, средний и тяжелый. Компонировка на одной транспортной базе имеет следующие преимущества: высокая проходимость благодаря полноприводному шасси, сокращение времени разворачивания на скважине за счет возможности транспортировки инжектора в наклонном положении с заправленной в инжектор ГНКТ. Установки серийно комплектуются дефектоскопом ГНКТ.

В настоящее время наиболее востребованы установки с тяговым усилием инжектора 36 т и ГНКТ диаметром 44,45 мм, а также установки с тяговым усилием инжектора 45 т и ГНКТ диаметром 50,8 мм.

gas technologies and the creation of state-of-the-art equipment to improve the efficiency of hydrocarbon production. FID Group was established in 1989 under the aegis of the Fund of Inventive Activities (FID). Today, FID Group implements a number of innovative projects, including hydraulic fracturing units, coiled tubing units, injection and cementing equipment, units for surface drilling and shaft drilling, downhole equipment and intervention technologies. The high quality of the products is based on the proprietary solutions and the expertise of the design personnel. FID Group obtains the relevant patents and certificates for all of its intellectually property items. For example, a certificate of registration of the Hydrofrac Fleet controlling software has been obtained from the National Intellectual Property Center. The in-house facilities operated by the enterprises cover all core manufacturing processes and ensure consistent quality at all stages of the production cycle. Each item of the equipment produced goes through qualification tests for 100% certification of the claimed performance. Start-up and commissioning works, training and a full range of services guarantee the reliable operation of the equipment throughout its life cycle. Since 2015, FID Group has been the official representative of SPM (US) for the supply of original spare parts; since 2019, it has been operating as the SPM certified repair center entitled to carry out the overhaul of high-pressure pumps.

Due to the equipment modernization and overhaul programme, more than sixty items of equipment produced by FID Group enterprises and

other manufacturers were updated and overhauled. In 2020, an industrial site was opened in the Russian Federation (Yartsevo, Smolensk Region) on the basis of MashOil LLC, a subsidiary of FID Group, for the purpose of mass production of oilfield service equipment. This spring, the first UNT1 coiled tubing unit was manufactured there and has already been put in operation at the facilities of Gazprom PKhG LLC. The short-term

production schedule of this industrial site includes a number of units (coiled tubing units, pumping systems, nitrogen cooler units, etc.) and equipment for the hydraulic fracturing units, including those for high-volume hydraulic fracturing.

The report **"Domestic technical solutions from FID Group as a basis for development of coiled tubing technologies"** was delivered by **Sergei Sergienya**, Chief Designer of Perspective



Сергей Сергиеня  
Sergei Sergienya



**УСТАНОВКИ  
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
АЗОТНЫЕ  
КРИОГЕННЫЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



автоматизированное  
управление



комплексные  
решения



подтвержденное  
качество

Две такие установки, находящиеся в стадии производства, выгодно отличаются тем, что в случае выхода из строя основной гидростанции или двигателя шасси у них предусмотрена возможность подключения внешней гидростанции, управляющейся из кабины оператора. Также создана система управления, позволяющая в автоматическом режиме спускать ГНКТ на необходимую глубину.

Учитывая существующую тенденцию на увеличение типоразмера используемых ГНКТ, многие задачи, стоящие перед сервисными компаниями, не покрываются использованием установки на одной транспортной базе. Это связано с ограничениями шасси, которое не может взять на борт необходимое количество гибкой трубы. Группа ФИД предлагает колтюбинговую установку на двух транспортных базах, которая позволит более эффективно работать с трубами различного диаметра. Предельные возможности установки на одном шасси – ГНКТ диаметром 50,8 мм и максимальной длиной 5,5 км.

Преодолеть эти ограничения способен колтюбинговый комплекс модульного типа, размещенный на двух транспортных базах. В качестве транспортной базы колтюбинговой установки используются серийные четырехосные шасси. На специальном полуприцепе устанавливается узел намотки с ГНКТ. Установку можно изготовить в полном транспортном габарите, что исключит необходимость оплаты проезда по дорогам общего пользования. Основной плюс данной компоновки видится в ее универсальности за счет поддержания гаммы полуприцепов с заранее подготовленной под конкретные технологические операции, включая направленное бурение на гибкой трубе. В докладе демонстрировалась комбинация диаметров ГНКТ и их длин, которые будут доступны при использовании колтюбингового комплекса на двух транспортных базах.

Был представлен полный типоразмерный ряд механизмов подачи трубы – инжекторов (от 12 до 45 т), освоенных Группой ФИД. Значительная часть доклада касалась вспомогательного оборудования: установок насосных и азотных криогенного типа. Была подробно охарактеризована система контроля и автоматизации колтюбингового комплекса – экосистема, объединяющая систему управления всеми его частями, позволяющая из единого центра контролировать весь процесс с возможностью регистрации данных и удаленного доступа к ним на всех установках. Была дана подробная характеристика системы и ее конкурентных преимуществ.

Юрием Белугиным была представлена номенклатура **инструмента и технологий для колтюбинга**



Юрий Белугин  
Yuri Belugin

Technologies Department, and **Yuri Belugin**, Deputy Director for Marketing and Sales.

Sergei Sergienya gave a brief outline of the history of **coiled tubing equipment** at FID Group which spans over two decades starting with the "Coiled Tubing" project launched in 1998. In 2021 the project was relaunched. The first light-class coiled tubing unit in the Russian Federation was manufactured in

March. Two heavy-class units are currently in the manufacturing process: one with an injector with a pulling force of 36 t and another with an injector with a pulling force of 45 t.

The reporter described in detail the coiled tubing units on a single chassis. The FID Group offers

three classes of these units: light, medium and heavy. The advantages of a single-chassis unit are as follows: high all-terrain mobility due to all-wheel drive chassis, reduced rig-up time due to the ability to transport the injector in an inclined position with the coiled tubing pulled into the injector. All the units are equipped with a CT flaw detector.

Currently the most in-demand units are: unit with an injector with a pulling force of 36 tons and coiled tubing of 1.75-in diameter, and unit with an injector with a pulling force of 45 tons and coiled tubing of 2-in diameter. The two units currently in the manufacturing process have the

main advantage: if the main hydraulic power unit or chassis engine fail, there is an option of connecting an external hydraulic power unit controlled from the operator's cabin. A control system has also been developed to automatically run the coiled tubing to the target depth.

Considering the current trend to larger CT sizes, many challenges faced by service companies cannot be handled by units on a single chassis. This is due to the limitations of the chassis that cannot transport the required weight of coiled tubing. FID Group offers coiled tubing unit on two chassis allowing more efficient operations with coiled tubing of different diameters. The maximum CT size of a single-chassis unit is a CT with a diameter of 2-in and a maximum length of 5.5 km. The modular coiled tubing unit on two chassis is able to overcome these limitations. Serial four-axle chassis are used for this coiled tubing unit. A CT spool is mounted on a special semi-trailer. The unit can be manufactured within the permissible

**Группа ФИД предлагает колтюбинговую установку на двух транспортных базах, которая позволит более эффективно работать с трубами различного диаметра.**

**FID Group offers coiled tubing unit on two chassis allowing more efficient operations with coiled tubing of different diameters.**

от Группы ФИД – от простого внутрискважинного инструмента (соединители, разъединители, клапаны, насадки, ловильный инструмент и т. п.) до самого сложного (систем направленного бурения).

Подробно охарактеризовано оборудование для доставки геофизических приборов (головки кабельные КС151, КС153 и КС171, КС173). Продемонстрирована (в том числе наглядно – на стенде) система эжекторной очистки скважин, предназначенная для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах с АНПД и высоким поглощением жидкости.

Представлено оборудование для кислотоструйного бурения (соединитель с ГНКТ, инклинометр, удлинитель, устройство поворотное, устройство отклоняющее, насадка гидромониторная), позволяющее производить намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах. Такая компоновка позволяет также производить селективную обработку скважин. Автономный скважинный инклинометр ИСА1, который может быть включен в состав компоновки для кислотоструйного бурения, позволяет производить запись данных о траектории перемещения КНБК. Данные с инклинометра считываются после его подъема на поверхность с помощью специального устройства. Новая разработка Группы ФИД – компоновка для управляемого кислотоструйного бурения. Данные с инклинометра компоновки передаются на поверхность по кабельному каналу связи. С инклинометром связано гидравлическое поворотное устройство, что дает возможность в режиме реального времени видеть положение отклоняющего устройства с гидромониторной насадкой. Конструкция отклоняющего устройства позволяет осуществлять проводку скважин не только по радиусной траектории, но и прямые участки.

Когда классическое бурение теряет эффективность, целесообразно применять бурение на колтюбинге. Группа ФИД предлагает систему направленного бурения СНБ89-76М с кабельным каналом связи и систему направленного бурения СНБ54, основное отличие которой, помимо меньшего диаметра, состоит в том, что инклинометр данной компоновки изготовлен на базе твердотельных гироскопов, которые позволяют производить ориентирование компоновки в обсаженных скважинах. Для работы с такой компоновкой достаточно иметь самую востребованную сегодня ГНКТ диаметром 44,45 мм.

Юрий Белугин рассказал также о бурении скважин с использованием специальной вращающейся гидромониторной насадки, позволяющей исключить использование ВЗД и увеличить скорость проходки.

Заключительная часть доклада была посвящена экосистеме автоматизации операций ГНКТ. Перспектива – создание технологической платформы для моделирования, управления и контроля операций

Новая разработка Группы ФИД – компоновка для управляемого кислотоструйного бурения.

BHA for guided acid-jet drilling is a new FID Group development.

transport dimensions, thus eliminating the need to pay tolls for public roads. The main advantage of this unit is its versatility due to the ability of using different semi-trailers pre-prepared for specific operations including directional drilling on the coiled tubing. The

report described combinations of CT diameters and lengths that would be available with a CT unit on two chassis.

All types of injectors (from 12 tons to 45 tons) developed by the FID Group were also presented. A significant part of the report was focused on the support equipment: pumping unit and cryogenic nitrogen unit. The control and automation system for coiled tubing equipment was described in detail. This ecosystem integrates all units allowing to control the whole operation from a single center with data recording and remote access for all units. The system and its competitive advantages were described in detail.

Yuri Belugin presented the range of **CT tools and technologies** from simple downhole tools (connectors, disconnects, valves, nozzles, fishing tools, etc) to high-tech technologies (directional drilling systems).

Equipment for running logging tools (cable heads KS151, KS153 and KS171, KS173) was described in detail. The speaker demonstrated (also by visual demonstration on the bench) well ejector cleanout BHA designed to perform cleanout operations in

horizontal wells with low formation pressure and high fluid loss.

The report also covered acid jet drilling equipment (CT connector, inclinometer, extension joint, swivel, deflector, jet nozzle) for sidetracking in carbonate reservoirs. This assembly also allows for selective well treatment. Autonomous downhole inclinometer ISA1 allows recording data on the trajectory of acid-jet drilling BHA. A special tool is used to read the inclinometer data after pulling to the surface. BHA for guided acid-jet

drilling is a new FID Group development. Data from the inclinometer is transferred to the surface via a cable. A hydraulic swivel is connected to the inclinometer. This allows to identify the position of the deflector with a jet nozzle in real time. The design of the deflector allows to drill both angle-build sections and tangent sections.



Елена Грибановская  
Elena Gribanovskaya



ГНКТ, включая направленное бурение.

Доклад **«Новое поколение отечественного цементировочного оборудования от Группы ФИД. Инновационная система управления – новый уровень точности и надежности процесса»** представила **Елена Грибановская**. Группа ФИД предлагает комплексную поставку цементировочного оборудования и различные решения для цементирования. Были показаны схемы цементировочных флотов: классическая (18 единиц техники, 20 человек персонала), флотов на базе смесительно-нагнетательной двунасосной установки (3 единицы техники, 6 человек персонала) и на базе смесительно-осреднительной установки и нагнетательной двунасосной установки (4 единицы техники, 8 человек персонала). Понятно, что два последних флота гораздо экономичнее в использовании.

Далее докладчик остановилась на двух инновационных разработках Группы ФИД: установках смесительно-нагнетательных двунасосных и установках смесительно-осреднительных (Batch mixers). Установка смесительно-нагнетательная двунасосная предназначена для приготовления тампонажного раствора и его закачки под давлением в скважину при цементировании, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах. Максимальное достигаемое давление – 73,2 МПа, максимальный суммарный расход – около 3100 л/мин. Установка позволяет приготавливать раствор плотностью до 2700 кг/м<sup>3</sup>. Отличительная особенность – раствор приготавливается в полностью автоматическом режиме с погрешностью 20 кг/м<sup>3</sup>. Была представлена функциональная схема работы установки, особое внимание было обращено на ее важный узел – струйный смеситель.

Установка смесительно-осреднительная (Batch mixers) предназначена для автоматического смешивания и осреднения растворов при проведении цементировочных работ на различных типах скважин. Были представлены основные технические характеристики установки, охарактеризованы ее возможности, показана функциональная схема работы.

На установках задействована система управления собственной разработки Группы ФИД. Она позволяет приготавливать тампонажный раствор в полностью автоматическом режиме с очень низкими погрешностями. Система имеет интуитивно понятный интерфейс. Базовые измерения производятся в единицах СИ. Была представлена общая структурная система управления.

В заключение Е. Грибановская очертила перспективное направление развития. Цель – максимальная автоматизация процесса и переход к практически безлюдной работе.

**«20 лет качества и инноваций»** – так назывался

Coiled tubing drilling is used when conventional drilling is not efficient. FID Group offers directional drilling system SNB89-76M with a cable and directional drilling system SNB54. Besides smaller diameter the main difference of the SNB54 system, is that solid-state gyroscopes in the inclinometer allow BHA orientation in cased holes. This BHA can be operated with the most common 1.75-in coiled tubing.

Yuri Belugin also described a special rotary jet nozzle which eliminates the use of PDM and increases the rate of penetration.

The final part of the report was focused on

the ecosystem of CT operations automation. The future prospect is to create a technological platform for simulation, management and control of CT operations, including directional drilling.

The report **"A new generation of the homemade cementing equipment from FID Group. Innovative operating system moves the process to a new level of accuracy and reliability"** was presented by **Elena Gribanovskaya**.

FID Group offers the package supply of cementing equipment and a range of cementing solutions. The following cementing fleet schemes were demonstrated: a classic fleet (18 units of equipment, personnel of 20 people), a fleet on the basis of a mixing and compression double-pump unit (3 units of equipment,

personnel of 6 people), and a fleet on the basis of a double-pump batch mixer (4 units of equipment, personnel of 8 people). It is obvious that, economically, the two latter fleets are more viable.

Further, the reporter gave more details of the two innovative solutions of FID Group: mixing and compression double-pump units and batch mixers. A mixing and compression double-pump unit is designed for the preparation of cement slurry and its squeezing into the well during cementing works and during other preflush and overflush operations at oil and gas wells. Maximum achievable pressure is 73.2 MPa; maximum total flow is approximately 3,100 l/min. The unit makes it possible to prepare slurry with a density of 2,700 kg/m<sup>3</sup>. The peculiar feature is that the slurry is prepared fully automatically with an accuracy of 20 kg/m<sup>3</sup>. The operating scheme of the unit was demonstrated,

**Установка смесительно-нагнетательная двунасосная предназначена для приготовления тампонажного раствора и его закачки под давлением в скважину при цементировании, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.**

**A mixing and compression double-pump unit is designed for the preparation of cement slurry and its squeezing into the well during cementing works and during other preflush and overflush operations at oil and gas wells.**

доклад начальника управления продаж и продвижения продукции NOV FIDMASH **Виктора Ерченко**.

В нынешнем году предприятие отпраздновало свое 20-летие. Компания «ФИДМАШ» была образована в 2001 году в рамках Группы ФИД и сфокусирована на создании колтюбинговых установок. В 2005 году корпорация NOV, оценив перспективу развития данного направления, выкупила 80% акций компании, а в 2012 году выкупила компанию полностью.

В докладе была представлена ретроспектива развития продуктовой линейки NOV FIDMASH. В настоящее время компания серийно выпускает четыре вида колтюбинговых установок. Для геофизических исследований, обслуживания трубопроводов и ПХГ предназначены установки легкого класса (МК10). Для ремонтных операций на неглубоких скважинах предназначены установки среднего класса (МК20). Самой популярной является установка тяжелого класса МК30, созданная для ремонтных операций на глубоких скважинах и способная производить практически все виды работ на них.

С 2018 года предприятие начало серийно выпускать установку МК40, предназначенную для операций в вертикальных и горизонтальных скважинах, МГРП, зарезки боковых стволов. Эта установка универсальна. С ней можно производить открытие/закрытие премиальных муфт, Plug & Perf в горизонтальных скважинах, ГПП, колтюбинговое бурение, зарезки боковых стволов, а также все работы, которые выполняли установки младших классов.

Компания предлагает колтюбинговую установку для работы с гибкой трубой диаметром 50,8 мм, 60,3 мм и с хорошей проходимостью, смонтированную на нескольких транспортных базах (шасси 10x10 или 8x8) с кабиной оператора, инжектором тяговым усилием 33 т; трехосный полуприцеп с узлом намотки для 6000 м ГНКТ диаметром 50,8 мм или четырехосный полуприцеп с узлом намотки для 6000 м ГНКТ диаметром 60,3 мм.

Новая разработка – установка повышенной емкости, состоящая из двух пятисосных полуприцепов и оснащенная ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной 7300 м. Общий вес установки с ГНКТ – до 80 т.

Особая гордость NOV FIDMASH – колтюбинговые инжекторы. В настоящее время идет уже шестая серия инжекторов NOV.

Доклад был продолжен информацией о колтюбинговом комплексе (установки колтюбинговая, насосная, азотная криогенного типа) с подробной характеристикой насосных и азотных установок.

Компания предлагает также полный флот оборудования для ГРП в любом транспортном исполнении и комплектации под конкретные потребности заказчика.

Заключительная часть доклада была посвящена отличительным чертам компании NOV FIDMASH и ее конкурентным преимуществам, а также инновациям от корпорации NOV: гибкой трубе АТР и электрическому флоту ГРП Ideal Frac.



with special attention being given to the jet mixer as its crucial element.

A batch mixer is designed for the automatic mixing and homogenization of mud during cementing operations at different types of wells. Main technical characteristics of the unit were presented, as well as its capabilities and operating scheme.

The units are operated through the proprietary controlling system of FID Group. It makes it possible to prepare cementing slurry fully automatically with a very high accuracy. The system boasts an intuitive interface. The baseline indicators are measured in SI units. The overall control structure was also demonstrated.

In conclusion, E. Gribovskaya has outlined the prospects for development. The target is the maximum level of automation and switching to virtually unattended operations.

**"20 years of quality and innovations"** was the title of the presentation delivered by **Viktor Yerchenko**, Head of Sales and Product Promotion Department of NOV FIDMASH. This year the company celebrated its 20th anniversary. NOV FIDMASH was established in 2001 as a part of FID Group. The company is focused on manufacturing coiled tubing units. In 2005 NOV Corporation, having evaluated the prospects of development of this field, purchased 80% of shares of the company, and in 2012 the company was bought out in its entirety.

The report presented a retrospective of NOV FIDMASH product line development. Currently the company manufactures four types of coiled tubing units. The units of light class (МК10) are designed for logging operations, pipeline and UGSF servicing. МК20 unit is designed for workover operations in shallow wells. The most popular unit is the heavy class МК30, designed for workover operations in deep wells. This unit can be used for almost all types of workover operations.

Since 2018 the company started serial manufacturing of the МК40 unit designed for operations in vertical and horizontal wells, multistage fracturing, sidetracking. This unit is versatile. It can be used for opening/closing premium sleeves, Plug&Perf operations in horizontal wells, jet perforating, CT drilling, sidetracking and all operations performed with light class units.

The company offers a unit for coiled tubing with a diameter of 2-in and 2 3/8-in and all-terrain travel capability. The unit is mounted on several chassis

АТР – новинка от NOV Quality Tubing. Это ГНКТ с усовершенствованной термообработкой, инновационный процесс которой включает в себя два цикла нагрева через цикл охлаждения (аустенизация – закалка – отпуск), что придает материалу повышенную прочность. Удалось добиться жизни трубы (coil life) как минимум вдвое большей, чем у труб, выпускавшихся ранее. АТР, испытанная в условиях Крайнего Севера, получила хорошие отзывы.

Главный конструктор оборудования ГРП Группы ФИД **Роман Щербин** рассказал о **комплексных решениях для высокорасходных ГРП**. Поиск оптимальных технологических решений в области разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов повышает интерес к технологии высокорасходного ГРП. Операции высокорасходного ГРП характеризуются высоким темпом закачки (от 10 м<sup>3</sup>/мин, большими объемами закачки (около 500 м<sup>3</sup>) низковязкой жидкости ГРП с менее высокими концентрациями проппанта.

Докладчик охарактеризовал эффективность высокорасходных операций ГРП, производимых объединением нескольких флотов стандартного оборудования ГРП (примерно 36 единиц) как довольно низкую. Это связано с тем, что подобная схема требует привлечения больших технических ресурсов, задействования значительных площадей кустовых площадок, достаточно сложной технологической схемы увязки оборудования ГРП, сложной системы управления оборудованием и алгоритмов в ней.

Избежать перечисленных проблем призван специализированный флот ГРП, предназначенный для проведения высокорасходных операций. В нем вместо 36 единиц оборудования будет задействовано менее 20. Помимо минимизации финансовых расходов на мобилизацию такого флота, сокращаются также площади расстановки оборудования на месторождении, снижаются технические риски и повышается безопасность выполнения работ за счет снижения концентрации персонала и оборудования при проведении операций ГРП.

Группа ФИД предлагает



Роман Щербин  
Roman Shcherbin

Была представлена сравнительная схема расположения оборудования при проведении ГРП с темпом закачки до 16 м<sup>3</sup>/мин при использовании стандартного флота ГРП и специального высокопроизводительного оборудования для высокорасходных ГРП из которой видно существенное сокращение количества единиц техники и персонала.

The report presented a comparison of equipment layout for fracturing operations with an injection rate of up to 16 m<sup>3</sup>/min using a standard fracturing fleet and special high-performance equipment for high-rate fracturing operations. This comparison shows a significant reduction in the number of equipment and personnel.

(10x10 or 8x8) with an operator's cabin, injector with a pulling force of 33 t; a three-axle semi-trailer with a spool for 6000m of 2-in coiled tubing or a four-axle semi-trailer with a spool for 6000m of 2 3/8-in coiled tubing.

The new development is a high-capacity unit consisting of two five-axle semi-trailers with 2 3/8-in coiled tubing of 7300 m length. The total weight of the unit with coiled tubing is up to 80 tons.

NOV FIDMASH is particularly proud of its coiled tubing injectors. The sixth series of NOV injectors is currently in the market.

The report further described the coiled tubing equipment (coiled tubing unit, pumping unit, nitrogen cryogenic type unit) with detailed characteristics of pumping and nitrogen units.

The company also offers a complete fleet of hydraulic fracturing equipment in any transport design and configuration to meet specific customer needs.

The final part of the presentation was dedicated to the distinctive features of NOV FIDMASH and its competitive advantages as well as the innovations from NOV Corporation: ATP coiled tubing and electric fracturing fleet Ideal Frac.

ATP is a new product from NOV Quality Tubing. It is a coiled tubing with state-of-the-art thermal processing process that incorporates two heating

cycles followed by a cooling cycle (austenitizing – quenching – tempering) which gives the material increased strength. The service life of the ATP coiled tubing is at least twice as long as that of previously manufactured CT. The ATP CT was tested in the extreme north conditions with good reviews.

**Roman Shcherbin**, Chief Designer for fracturing equipment at FID Group, presented **integrated solutions for high-rate fracturing**. The search for optimum solutions for development and operation of hard-to-recover reserves facilitates attention to high-rate fracturing technology. High-rate fracturing operations are characterized by high pumping rate (from 10 m<sup>3</sup>/min), large volumes (from 500 m<sup>3</sup>) of low-viscosity fracturing fluid with lower proppant concentrations.

The speaker described high-cost fracturing operations performed by combining several fleets with standard hydraulic

заказчикам полный спектр оборудования для высокорасходного ГРП. Была представлена схема расположения специального оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях с темпом закачки до 16 м<sup>3</sup>/мин. Предлагаются установки насосные с мощностью двигателя 2500 и 3000 л. с. и максимальной производительностью 3950–5353 л/мин, установка насосная мощностью 2250 л. с. с нагрузкой на ось не более 6 тонн. Установки смонтированы на специальных четырехосных полуприцепах с подруливающей осью для увеличения маневренности в условиях бездорожья, что обеспечивается системой изменения клиренса. Из инноваций также запуск установки электростартером и система запуска гидравлическим стартером с возможностью использования внешнего источника гидравлической энергии.

Центральным агрегатом высокорасходного ГРП является установка смесительная (блендер). С 2004 года выпущено 10 единиц такого оборудования. В настоящее время усовершенствованный блендер проходит цикл пусконаладочных работ в «Белоруснефти». Производительность установки – до 24 м<sup>3</sup>/мин и максимальной производительностью подачи проппанта 12 000 кг/мин. Были охарактеризованы конструктивные особенности блендера от Группы ФИД и представлена функциональная схема работы оборудования со смесительной установкой в центре.

Докладчик охарактеризовал также установки дозирования химреагентов с шестнадцатью дозирующими линиями с различными темпами закачки для перекрытия всего спектра работ, которые могут понадобиться заказчику, гидратационный комплекс, в котором установка высокой производительности заменяет две обычные гидратационные установки, машины манифольдов, SKU и другие составляющие высокорасходных флотов ГРП. Широкий спектр пропантовозов для высокорасходного ГРП позволяет создать до 185 т запасов проппанта.

Автоматическая система управления обеспечивает приготовление геля с заданной вязкостью.

Для сбора данных и управления оборудованием задействован программно-аппаратный комплекс VisualFrac (русскоязычный интерфейс, измерения в единицах СИ) разработки Группы ФИД.

Доклад директора ООО «Вилерен» **Юрия Штахова** «**Внутрискважинный инструмент. Новые виды продукции и перспективные разработки**» полностью соответствовал своему названию. Был представлен инструмент для удаления парафиновых

Центральным агрегатом высокорасходного ГРП является установка смесительная (блендер). Производительность установки – до 24 м<sup>3</sup>/мин и максимальной производительностью подачи проппанта 12 000 кг/мин.

Fracturing blender is the central unit in the equipment layout for high-rate fracturing. The blender capacity is up to 24 m<sup>3</sup>/min, the maximum proppant injection rate is 12.000 kg/min.



Юрий Штахов  
Yury Shtakhov

fracturing equipment (approximately 36 units) as low-efficient operations. This is due to the fact that this scheme requires vast technical resources, increased footprint area, complicated fracturing equipment layout, complex control and algorithm system.

A specialized fracturing fleet designed for high-cost operations is designed to avoid these problems. This fleet will include 20 units instead of 36. In addition to minimizing the costs

of mobilization, this fleet reduces the equipment footprint at the well pad, reduces technical risks and increases operational safety by reducing the concentration of personnel and equipment during fracturing operations.

The FID Group offers customers a full range of equipment for high-rate fracturing. The report presented a comparison of equipment layout for fracturing operations with an injection rate of up to 16 m<sup>3</sup>/min using a standard fracturing fleet and special high-performance equipment for high-rate fracturing operations. This comparison shows a significant reduction in the number of equipment and personnel. The FID Group offers pump units

with 2500 and 3000 hp engine power and a maximum rate of 3950–5353 l/min, a pump unit with a capacity of 2250 hp with an axle load not exceeding 6 tonnes. The units are mounted on special four-axle semi-trailers with air suspension and steering axle for increased maneuverability in off-road conditions, and the clearance adjustment system. Other innovations include electric and hydraulic starter systems with the option to use an external hydraulic power source.

Fracturing blender is the central unit in the equipment layout for high-rate fracturing.

10 blenders have been manufactured since 2004. At present the improved blender is undergoing the commissioning works at Belorusneft. The blender capacity is up to 24 m<sup>3</sup>/min, the maximum proppant injection rate is 12.000 kg/min. The speaker described the design features of the FID Group blender and the equipment layout with a blender in the center.

The speaker also described chemical dosing units with 16 dosing lines with different injection rates to cover the whole range of operations a

пробок из НКТ без применения ВЗД – парафинорез вращающийся ПРВ-57. Устройство работает по принципу фрезы. При прокачке жидкости через парафинорез его режущая головка вращается за счет энергии струй жидкости, выходящих под прямым углом к головке парафинореза. На головке расположен нож, при вращении срезающий слои парафиновой пробки.

Отклонитель гидравлический управляемый УКП-55 предназначен для создания боковых стволов в карбонатных коллекторах с помощью кислотно-гидромониторной обработки, а также спуска в боковые обсаженные стволы для проведения различных технологических операций. Основное отличие устройства – то, что оно может работать в двух режимах: прямом и отклонения.

Были представлены устройство поворотное гидравлическое, соединитель геофизический комбинированный, предназначенный для проведения ГИС, а также проект трубореза гидромеханического для обсадных колонн и кондуктора.

**Внутрискважинное оборудование NOV для работ на ГНКТ** представил **Павел Капустин**, региональный руководитель департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия и СНГ» NOV Oilfield Services Vostok. Последние пять лет тренды, наблюдающиеся в Западном полушарии, свидетельствуют о том, что увеличиваются диаметры скважин, становятся более протяженными горизонтальные стволы (с 1600 м до 4000 м), и, соответственно, увеличивается диаметр ГНКТ (с 2" до 2 5/8"), длина трубы (с 6700 м до 7600 м) и размер компоновок для работы в таких стволах. Уменьшается количество операций, за которые заказчик желает выполнить работы. Растет число пакер-пробок, которые необходимо профрезеровать за одну СПО, растет расход и размер пульсации давлений и амплитуд, создаваемых осцилляторами.

NOV как глобальная корпорация работает над тем, чтобы оборудование позволяло выполнять самые сложные работы быстрее и качественнее, проходить скважины со сложным профилем, справляться с современными нагрузками, возникающими при работе с ГНКТ.

Докладчик охарактеризовал несколько модификаций осцилляторов Terra Pulse от NOV, которые показали высокие результаты при работах в боковых стволах. Были представлены выполненные и текущие проекты инструмента Terra; соединитель ГНКТ Terra Link, двойной обратный створчатый клапан Terra Seal, резьбовой гидравлический разъединитель Terra Lock, ВЗД Terra Drill, а также Terra Wave Agitator System – система, создающая колебания разных частот



Павел Капустин  
Pavel Kapustin

Последние пять лет тренды свидетельствуют о том, что увеличиваются диаметры скважин, становятся более протяженными горизонтальные стволы, длина трубы и размер компоновок.

Over the past five years, trends indicate that well diameters are increasing, horizontal wellbores are becoming longer, coiled tubing diameter is increasing, as well as the length of the CT and the size of the assemblies.

customer may require, a high-capacity hydration unit that replaces two conventional hydration units, manifolds, SCU and other components of high-rate fracturing fleets. A wide range of proppant trucks for high-rate fracturing allows creating up to 185 tons of proppant stock.

An automatic control system ensures that the gel is prepared with the specified viscosity.

The hardware-software complex Visual Frac (Russian language interface, measurements in SI units) developed by FID Group is used for data collection and equipment control.

The report by **Yury Shtakbov**, Director of Vileren LLC, **"Downhole tools. New types of products and advanced developments"** was fully consistent with the title. The report presented the tool for removal of paraffin deposits from tubing without PDM – rotating paraffin cutter PRV-57. The tool functions as a mill. When pumping fluid through the tool its cutting head rotates due to the energy of fluid jets exiting at right angles to the cutting head. There is a blade on the cutting head that cuts off layers of paraffin deposits during rotation.

Hydraulic controlled whipstock UKP-55 is designed for sidetracking in carbonate reservoirs with acid-jetting as well as for running the tools into the cased sidetracks for different intervention purposes. The main feature of the tool is the ability to operate in two modes: direct and deflecting.

The presentation also described hydraulic rotary tool, combined logging connector and hydromechanical casing cutter.

**Downhole equipment NOV for CT operations** was presented by **Pavel Kapustin**, Product Line Manager, Coiled

Tubing Tools – Russia & CIS, NOV Oilfield Services Vostok. Over the past five years, trends in the Western Hemisphere indicate that well diameters are increasing, horizontal wellbores are becoming longer (from 1600 m to 4000 m), and, accordingly, coiled tubing diameter is increasing (from 2" to 2 5/8"), as well as the length of the CT (from 6700 m to 7600 m) and the size of the assemblies for working in such shafts. The number of operations for which the customer wants to perform work is reduced. The number of packer plugs that need to



# Fidmash | NOV

## КОЛТЮБИНГ ВЫСШЕЙ ЛИГИ

Более 20 лет на рынке, более 230 колтюбинговых установок эксплуатируются более, чем в 15 странах, более 70 уникальных моделей оборудования.

Наш "бестселлер" - Установка колтюбинговая МК30Т-50 в складской программе

[fidmashnov.by](http://fidmashnov.by)

[fidmashsales@nov.com](mailto:fidmashsales@nov.com)



для более эффективной борьбы с синусоидальным и спиральным скручиванием ГНКТ. С целью повышения надежности было создано оборудование для испытания осцилляторов и ВЗД и разработаны для них новые силовые пары.

Заключительная часть доклада была посвящена уникальному инженерному центру в Новосоте близ Хьюстона (штат Техас), где созданы возможности для всесторонних испытаний оборудования для ГНКТ. Докладчик подробно остановился на испытаниях осцилляторов Terra Pulse в этом центре.

**Первые результаты применения кабельной головки RKG-60x3 для ГНКТ с запасованным трехжильным геофизическим кабелем**

представил ведущий инженер-конструктор ОРИТ «БелНИПИнефть» **Дмитрий Третьяков**. Кабельная головка предназначена для обеспечения проведения заключительных каротажей в субгоризонтальных и горизонтальных скважинах на ГНКТ, оснащенной трехжильным кабелем; для снижения аварийности при проведении каротажей в открытых стволах 92–83 мм на скважинах с НПД; для обеспечения присоединения стандартных геофизических приборов определенных типов и оборудования для Plug & Perf, оснащенных трехжильным кабелем.

Были перечислены элементы кабельной головки (вальцовочный переводник, узел фиксации кабеля, узел герметизации полости ГНКТ, блок обратных клапанов, узел герметизации жил кабеля, аварийный разъединитель, модуль присоединения геофизических приборов) и ее технические характеристики.

Результаты промысловых испытаний подтвердили, в частности, возможность доставки в субгоризонтальный ствол скважины геофизических приборов наружным диаметром 42 мм и 60 мм на ГНКТ диаметром 50,5 мм с трехжильным геофизическим кабелем.

С докладом «**Системный подход к использованию ВЗД с инструментом многократной активации обхода для максимального повышения эффективности работы и продления срока службы ГНКТ**» выступил **Фархад Хамидов**, менеджер по развитию глобального бизнеса BICO Drilling Tools Inc. Повышение сложности работ влечет за собой необходимость расширения эксплуатационных ограничений. За последние десять лет количество проводимых в России



Дмитрий Третьяков  
Dmitry Tretyakov



Фархад Хамидов  
Farhad Khamidov

be milled in one trip is growing, the flow rate and the size of the pressure and amplitude pulsations created by the oscillators are growing.

NOV, as a global corporation, is working to ensure that the equipment allows you to perform the most complex works faster and better, to drill wells with a complex profile, to cope with the modern loads that arise when working with coiled tubing.

The speaker described several modifications of NOV's Terra Pulse oscillators, which showed good results when working in sidetracks. Completed and ongoing projects of the Terra tool were presented; Terra Link coiled tubing connector, Terra Seal double check valve, Terra Lock threaded hydraulic disconnect, Terra Drill PDM, and Terra Wave Agitator System – a system that generates oscillations of different frequencies to more effectively combat sinusoidal and spiral coiled tubing twisting. In order to improve reliability, equipment for testing oscillators and PDM was created and new power pairs were developed for them.

The final part of the report was devoted to the unique engineering center in Novosota, near Houston, Texas, where opportunities for comprehensive testing of CT equipment were created. The speaker elaborated on the tests of the Terra Pulse oscillators at this center.

**The first results of using the RKG-60x3 cable head for coiled tubing with a stored three-core geophysical cable** were presented by **Dmitry Tretyakov**, leading design engineer at ORIT BelNIPIneft. The cable head is designed to: perform final logging operations in sub-horizontal and horizontal wells using coiled tubing equipped with three-core cable; reduce failure risk while logging in open holes of 92–83 mm in wells with low formation pressure; provide connection of standard logging tools of certain types and Plug & Perf equipment with three-core cable.

Elements of the cable head (roll-on connector, cable fixing unit, CT sealing unit, check valve unit, cable cores sealing unit, emergency disconnect unit, logging tool connection module) and technical characteristics were listed.

Results of the field tests confirmed the possibility of running logging tools of 42 mm and 60 mm outer diameter in the subhorizontal wellbore on a 2-in CT with a three-core logging cable.

**"A systematic approach to using PDM with a Multiple Activation Bypass Tool to maximize operational efficiency and extend CT life"** was presented by **Farhad Khamidov**, Global Business Development Manager, BICO Drilling Tools Inc. An increase in the operations complexity requires expansion of operational limits. The number of hydraulic fracturing operations

операций ГРП выросло почти в два раза, в связи с чем требуется повышение эффективности работ по фрезерованию. Сервисные компании очень нуждаются в инновационных технологиях разбуривания и фрезерования. Работы по фрезерованию шаров, седел и муфт в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отходом от вертикали включают значительное количество операций по шаблонировке ствола, что вызывает износ оборудования и приводит к росту непроизводительного времени. Новый системный подход с использованием ВЗД от BICO Drilling Tools и установленного в КНБК циркуляционного переводника PBL® – автозатворной байпасной системы многократной активации – призван сократить время выполнения дорогостоящих спуско-подъемных операций, повысить эффективность работ на колтюбинге и продлить жизнь трубы (coil life).

Центральная часть презентации была посвящена ВЗД от компании BICO Drilling Tools, их особенностям и преимуществам при работе с ГНКТ. Одним из компонентов ВЗД является высокоточный профилированный статор с эластомером Evenwall® от компании с Kaechele (Германия). Статоры SpiroStar обеспечивают высокую прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении гистерезиса. Карбид-вольфрамовое покрытие защищает ротор от тяжелых солевых растворов. Шпиндель усилен радиальными твердосплавными опорами.

**О вибрации и преждевременном выходе из строя ГНКТ** рассказал **Хорхе М. Бунге**, старший менеджер по разработке продуктов компании Tenaris Coiled Tubes. Презентация содержала четыре раздела: характеристики отказов, математические модели и симуляции, лабораторные испытания и выводы. Рассматриваемый механизм отказов ГНКТ стал известен в последние три – пять лет. Подобные отказы и поломки случаются в нижней трети колонны в результате вибрации внутрискважинного инструмента и возникающего эффекта резонанса. Комбинация высокоциклических и низкоциклических нагрузок приводит к снижению ресурса гибкой трубы.

Начальник управления продаж департамента заканчивания скважин с МГРП ГК «Римера» **Дмитрий Мазурец** озвучил доклад **«Импортозамещение как устойчивая стратегия развития заканчивания российских скважин»**. Группа компаний «Римера» активно развивается. В 2019-2021 годах в модернизацию мощностей было инвестировано 1,5 млрд рублей. Выручка по итогам 2020 года составила около 14 млрд рублей. Компания активно расширяет рынок сбыта. В РФ развернута широкая сеть сервисных баз.

Были представлены технологии заканчивания ГК «Римера» и ключевые характеристики локализованных решений для МГРП. Предлагаются многообразные,

in Russia has almost doubled in the last ten years, necessitating more efficient milling operations. Service companies need innovative drilling and milling technologies. Operations for milling balls, seats and sleeves in horizontal and extended-reach wells involve a significant amount of drifting operations that result in equipment wear and increase in non-productive time. BICO Drilling Tools presented a new systematic approach using positive displacement motor (PDM) and circulation sub PBL® with multiple activation automatic bypass system installed in the BHA. This system is designed to reduce the time required to perform costly operations, increase operational efficiency and extend coiled tubing life.

The middle part of the presentation was dedicated to the features and advantages of BICO Drilling Tools' PDMs used with coiled tubing. One of the PDM components is a high-precision profiled stator with Evenwall® elastomer from Kaechele (Germany). SpiroStar stators offer high durability due to uniformly thick rubber seals. This revolutionary design doubles the power while virtually eliminating hysteresis. The tungsten carbide coating protects the rotor from heavy saline solutions. The spindle is reinforced with radial hard-alloy bearings.

The reporter showed a number of case studies of the use of DSI PBL Multiple Activation Bypass Systems and the operational data from well clean-out operations using this system.

**Jorge M. Bunge**, Senior Product Development Manager, Tenaris Coiled Tubes, spoke about **coiled tubing vibration and premature failure**. The presentation was divided into four sections: failure characteristics, mathematical models and simulations, laboratory tests and

conclusions. Coiled tubing failure mechanism under consideration has become known in the last three to five years. Similar failures and breakdowns occur in the lower third of the string as a result of vibration of the downhole tool and the resulting resonance effect. The combination of high-cycle and low-cycle loads results in reduced coiled tubing life.

**Dmitry Mazurets** – Head of Sales Department, MSHF Completion Department, Rимера Group of Companies – presented a report on

**"Import substitution as a sustainable strategy for the development of injection of Russian wells"**. Rимера Group is growing rapidly. 1.5 billion were invested in upgrading the operational capacity from 2019 to 2021. Revenue by the end of 2020 was about 14 billion rubles. The company is actively



Дмитрий Мазурец  
Dmitry Mazurets



адаптивные, с высокой степенью надежности и практичности применения в российских условиях технологии. В докладе был дан обзор ряда шаровых технологий и оборудования для их осуществления. Охарактеризованы сдвижные системы активации муфт ГРП с помощью инструмента на НКТ либо ГНКТ, системы селективных пакеров с ГПП, гидравлические муфты ГРП, растворимые системы.

**Открытие нового производства ГНКТ на юге России, его перспективы и новые рынки** были презентованы

в докладе **Владимира Руднева**, генерального директора ООО «Стар Тюбинг». Крупный инвестиционный проект по строительству производства ГНКТ был реализован на территории Ставропольского индустриального парка «Мастер». Торжественное открытие компании «Стар Тюбинг» состоялось 3 октября 2021 года. Комплекс трубного производства «Стар Тюбинг» позволяет выпускать высокотехнологичную продукцию, полноценно заменяющую ГНКТ импортного производства. Доступный сортимент ГНКТ – от 25,4 мм до 73 мм. Используется сталь A606 grade CT 70 – CN110 компании ArcelorMittal (Франция). В перспективе планируется использование стали отечественных производителей. Выгодное географическое положение предопределяет для «Стар Тюбинг» хорошие логистические возможности.

**Эра цифровизации**

**Камиль Закиров**, председатель совета директоров Цифровой платформы ЭКО, выступил с докладом «**Цифровое бурение. Технологии будущего сегодня**». Платформа ЭКО – это программно-аппаратное решение, которое состоит из четырех частей: шлюз (промышленный компьютер), собирающий данные измерений датчиками геолого-технических исследований, буровой бригады и телеметрии, обрабатывающий их и передающий на облачный сервер; облако – ЭКО-сервер – инструмент управления данными (репозиторий знаний); удаленное управление, осуществляющее оперативный контроль и супервайзинг буровых бригад, а также играющее роль координационного центра; удаленный мониторинг, отслеживающий проекты и соответствие принятым стандартам качества. Система практически не предполагает дополнительного «железа», дополнительных сервисов и т. п. На объект ставится только промышленный компьютер (шлюз). В качестве облака может



Владимир Руднев  
Vladimir Rudnev

expanding distribution markets. An extensive network of service bases has been set up in Russia.

The report covered Rimer's completion technologies and the key features of localized solutions for multistage fracturing – reusable, adaptive and highly-reliable technologies that can be applied in Russia. An overview of ball technologies and equipment was presented. The report also described the systems for activation of sliding sleeves using shifting tools on tubing or coiled tubing, selective packer systems with a sand-jet perforation option, hydraulic toe sleeves and

soluble systems.

**The opening of a new CT production facility in the South of Russia, its prospects and new markets** were presented in a report

by **Vladimir Rudnev**, General Director of Star Tubing LLC. A large investment project for the construction of a coiled tubing production facility was implemented on the territory of the Stavropol industrial park "Master". The grand opening of Star Tubing took place on October 3, 2021. The Star Tubing CT production complex makes it possible to manufacture high-tech products that fully replace imported coiled tubing. Available assortment of coiled tubing ranges from 25.4 mm to 73 mm. Used steel is A606 grade CT 70 – CN110 by ArclorMittal (France). In the future, it is planned to use steel from domestic producers. The favorable geographic location provides Star Tube with good logistic opportunities.

**The era of digitalization**

**Kamil Zakirov**, Chairman of the Board of Directors at Digital EKO Platform made a presentation on "**Digital drilling. Technologies of the future today**". The EKO platform is a hard and software solution that consists of four parts: a gateway (industrial computer) that collects measurement data from geological survey, drilling crew and telemetry sensors, processes and transmits data to the cloud server; cloud – ECO server – data management tool (knowledge repository); remote management that performs operational control and supervising of drilling crews, that also functions as a coordination center; remote monitoring that tracks projects and compliance with accepted quality standards. The system requires almost no additional hardware, services, etc. Only industrial computer (gateway) is installed on site. Cloud can be a commercial one (Yandex, Mail.ru) or internal client server. Remote drilling management center is used for remote control.



Камиль Закиров  
Kamil Zakirov

выступать как коммерческое облако («Яндекс», Mail.ru), так и внутренний сервер клиента. Удаленное пользование – это удаленный центр управления бурением.

Сердце системы ЭКО – динамический цифровой двойник скважины. Это физико-математическая модель, которая рассчитывает механику и гидравлику скважины, учитывая все текущие процессы. Цифровой двойник калибруется под текущее состояние скважины, основываясь на показаниях датчиков на поверхности.

Камиль Закиров рассказал о том, как цифровая платформа ЭКО применяется в бурении и как она может быть использована в бурении на колтюбинге. Был показан алгоритм действий при нарушениях, рассказано о принципах управления эффективностью бурения. Еще одно преимущество системы – автоматически генерируемые отчеты и сводки. Данные генерируются программно, без возможности добавления комментариев и ремарок. Система также способна анализировать усталостный износ бурового инструмента, определять и переоценивать дорожную карту бурения.

Система ЭКО уже задействована в ряде стран. На январь 2022 года запланирован ее тест в компании Saudi Aramco на пяти буровых станках. Также она будет предустанавливаться в колтюбинговые установки, производимые в РФ и предназначенные для колтюбингового бурения.

Доклад главного специалиста отдела разработки проектов геомеханики и ГРП ООО «РН-БашНИПНефть» **Ирины Желтовой** был посвящен **разработке и внедрению отечественного программного обеспечения для моделирования и анализа операций с гибкими насосно-компрессорными трубами**. Центральная тема выступления – разработка и внедрение отечественного симулятора ГНКТ. В «Роснефти» ежегодно делается 3000+ операций с ГНКТ, при этом для моделирования, проектирования и обработки данных до недавнего времени использовалось исключительно зарубежное ПО. Все промышленные симуляторы ГНКТ требуют решения комплекса физико-математических задач. Такой симулятор включает модели по расчетам нагрузок, многофазной гидравлики и усталостного износа, каждая из которых содержит подмодели. В симуляторе предусмотрены также дополнительные функциональные блоки.

Сердце системы ЭКО – динамический цифровой двойник скважины. Это физико-математическая модель, которая рассчитывает механику и гидравлику скважины, учитывая все текущие процессы.

The heart of the EKO system is a dynamic digital well twin. This is a physic-mathematical simulation that calculates the mechanics and hydraulics of the well, considering all current processes.

The heart of the EKO system is a dynamic digital well twin. This is a physic-mathematical simulation that calculates the mechanics and hydraulics of the well, considering all current processes. The digital twin is calibrated to the current state of the well, based on sensor readings at the surface.

Kamil Zakirov described how the digital EKO platform is used in drilling and how it can be used in coiled tubing drilling. The algorithm of actions in case of violations and the principles of drilling efficiency management were also described. Another advantage of the system are automatically generated reports and summaries. Data are generated by the program without the possibility of adding comments and remarks. The system is also capable of analyzing drilling tools fatigue and defining and reevaluating the drilling roadmap.

The EKO system is already applied in a number of countries. It is scheduled to be tested in Saudi Aramco on five drilling rigs in January 2022. It will also be pre-installed in coiled tubing drilling units manufactured in Russia.

The report of **Irina Zheltova**, Chief Specialist of Geomechanics and Hydraulic Fracturing Projects Development Department, RN-BashNIPNefte LLC, was devoted to **development and implementation of domestic software for modeling and analysis of operations with coiled tubing**. The central topic of the presentation was the development and implementation of a domestic CT simulator. Rosneft performs 3,000+ CT operations annually, while

until recently only foreign software was used for modeling, design and data processing. All industrial CT simulators require solving a complex of physical and mathematical problems. This simulator includes models for load analysis, multiphase hydraulics, and fatigue, each of which contains submodels. The simulator also provides additional functional blocks.

The set of models that are calculated in the created CT simulator was considered in detail. At present, the domestic simulator "RN-VEKTOR" is being introduced in the company "RN-GRP". This CT simulator has successfully passed testing to compare the results of calculations with the best simulators-analogues, and in the part of hydraulics of gas-liquid flows, more advanced calculation models have been implemented.

The model of collection, processing and



Ирина Желтова  
Irina Zheltova

Был подробно рассмотрен набор моделей, которые рассчитываются в созданном симуляторе ГНКТ. В настоящее время идет внедрение отечественного симулятора «РН-ВЕКТОР» в компании «РН-ГРП». Данный симулятор ГНКТ успешно прошел тестирование на сопоставление результатов расчетов с лучшими симуляторами-аналогами, а в части гидравлики газожидкостных течений реализованы более продвинутое модели расчетов.

Модель сбора, обработки и визуализации данных станции управления «РН-ВИЗОР» проходит внедрение силами внутреннего сервиса «Роснефти» по ГРП и ГНКТ. Проведено 1500+ записей данных по конкретным работам.

С докладом «**Цифровые решения для ГРП**» выступил **Максим Фадеев**, начальник ЦТР ООО «ТаграС-РемСервис».

Оборудование для ГРП является наиболее высокотехнологичным комплексом из применяемых на объектах. Информация о работе оборудования регистрируется множеством датчиков и отражается в системах сбора данных. С целью минимизации рисков поломок оборудования проводятся плановые ТО и замены узлов и деталей, в том числе центробежных насосов смесительной установки. На каждый узел установлены определенные показатели наработки, так для центробежного насоса для замены установлена наработка 900 тонн проппанта. Но условия эксплуатации бывают разные, и зачастую при проведении планового ТО ресурс оборудования позволяет еще продолжить работу или, наоборот, оборудование выходит из строя преждевременно.

Была разработана цифровая модель прогноза, когда нужно осуществлять замену центробежного насоса. Программное обеспечение регистрирует 535 параметров, которые были внесены в ClickHouse. Данная таблица позволила исключить ненужные параметры и выявить давление гидравлики и обороты вращения для центробежного насоса в зависимости от давления подпора, а также выявить работоспособность КПД центробежного насоса.

При увеличении нагрузки гидравлической системы на гидромотор и оборотов вращения для работы центробежного насоса программа сигнализирует об отклонении, что является сигналом для предупреждения отказа, а именно требуется замена рабочего колеса или корпуса центробежного насоса. Полученные данные в онлайн-режиме отслеживает механическая служба. После проведения ОПР с положительным результатом замена центробежного колеса осуществляется не по наработке, а по КПД гидросистемы. Аналогичная система может применяться и для насосов подачи жидкой химии.



Максим Фадеев  
Maksim Fadeev

visualization of data from the RN-VIZOR control station is being implemented by the internal service of Rosneft for hydraulic fracturing and coiled tubing. Conducted 1500+ job-specific data records.

**Maksim Fadeev**, Head of the Technical Development Center, TagraS-RemService LLC, delivered the report "**Digital Solutions for Hydraulic Fracturing**".

Fracturing equipment is the most high-tech equipment used for well interventions. Data on equipment operation is recorded by a large number of sensors and transferred to data acquisition systems. In order to minimize the risk of equipment failures companies carry out scheduled maintenance and replacement of assemblies and parts, including centrifugal pumps of the mixing unit. Specific run life indicators are set for each component. For example, the centrifugal pump should be replaced after 900 tons of proppant. However, there are different operating conditions, and often a routine maintenance can identify premature failure or show that equipment can be operated further.

A numerical model has been developed to predict when a centrifugal pump needs to be replaced. The software records 535 parameters that have been entered into ClickHouse. This table allowed to exclude unnecessary parameters and identify the pump efficiency, the hydraulic pressure and RPM values based on back pressure.

When the hydraulic system load on the motor and the rotation speed increase, the program signals a deviation providing the ability to prevent failure and replace the impeller or the pump housing. The data received is monitored online by the mechanical service department. After the test run with a positive result, the centrifugal wheel is replaced according to the efficiency of the hydraulic system rather than the operating time. A similar system can be used for liquid chemical feed pumps.

The next stage of digital solutions was the automation of fracturing supervisor workplace and auxiliary services. Another area for automation is materials accounting. The fracturing design is uploaded to 1C by the analytical service. The design already includes the data on the planned chemical volume, taking into account the volume in stock. A write-off statement is also automatically generated. Responsible persons can track material balance deviations online.

The program includes an operation planning algorithm which allows to estimate the monthly workload for the fracturing fleet and evaluate the personnel operating hours and the need for chemicals and equipment.

The program allowed to increase the speed of processing information on costs and performed operations and reduce the workload in entering data. Management decisions in cases of deviations are applied more quickly, time for analytics is reduced.

Следующим этапом цифровых решений стала автоматизация рабочего места мастера ГРП и вспомогательных служб. Еще одна группа – учет материалов. Дизайн ГРП загружается в ИС аналитической службой. В дизайне уже указаны необходимые плановые данные по расходу химии с учетом запаса. Также автоматически формируется ведомость на списание. Ответственные лица могут в онлайн-режиме отслеживать отклонения по материальному балансу.

В программе имеется алгоритм планирования работ, а именно месячная загрузка флотов ГРП, что позволяет уже на этапе планирования видеть потребность в химии, в оборудовании и какая будет выработка персонала по часам.

В результате использования программы была повышена скорость обработки информации по затратам и выполненным операциям, снижены трудозатраты на ввод информации. Более оперативно применяются управленческие решения при отклонениях, сократилось время на проведение аналитики.

В настоящее время программа совершенствуется в направлении расширения функций: разрабатывается модуль удаленной работы на скважине в условиях отсутствия интернета, запланировано автоматическое списание ГСМ от датчиков расхода топлива.

#### **О технических средствах контроля состояния технологического оборудования ГНКТ и ГРП**

рассказал главный конструктор внутрискважинного оборудования Группы ФИД **Сергей Атрушкевич**. В докладе четко прослеживались две темы: оборудование для тестирования ГНКТ (дефектоскоп, который давно уже используется и постоянно совершенствуется) и инновационная система диагностики состояния клапанов насосов высокого давления (НВД), которая находится на завершающей стадии разработки.

Дефектоскоп ГНКТ ДТ2 предназначен для оценки технического состояния ГНКТ четырех типоразмеров (31,75 мм, 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм), выявления и оценки дефектов и измерения геометрических параметров. Были перечислены основные технические характеристики ДТ2, представлено его устройство и конструктивные особенности. Специально разработанное ПО, которое постоянно



Сергей Атрушкевич  
Sergei Atrushkevich

**Система диагностики состояния клапанов НВД предназначена для оценки технического состояния клапанной пары НВД с целью предотвращения ее аварийного разрушения и снижения затрат на эксплуатацию.**

**Diagnostic system for high-pressure pump valves is designed for evaluation of valves condition in order to prevent failures and reduce costs for pump operation.**

In the meantime, work has been underway to expand the program functions: the module for remote operation in locations with no Internet access, automatic write-off of fuel and lubricants according to the fuel gages.

**Sergei Atrushkevich**, Chief Designer for well intervention equipment at FID Group, presented **technical methods for controlling the state of the coiled tubing and fracturing equipment**. The report addressed two topics: coiled tubing testing equipment (flaw detector, which has long been in use and is constantly being improved) and an innovative diagnostic system for high-pressure pump valves, which is at the final stage of development.

CT flaw detector DT2 is designed for evaluation of technical condition of coiled tubing of four sizes (1.25 in, 1.5 in, 1.75 in, 2 in), flaw detection and assessment and measuring geometric parameters. The speaker listed the main technical characteristics of the DT2 and design features. Tailor-made software which is constantly being improved provides for recording and displaying the

received data. Further actions of the flaw detector designers will be aimed at finalizing the hardware in terms of analytics automation.

Diagnostic system for high-pressure pump valves is designed for evaluation of valves condition in order to prevent failures and reduce costs for pump operation. High-pressure pumps require periodic valve replacement. Currently such replacement is performed as a preventative maintenance rather than upon failure. The analysis showed that usually the valves have 60–65% wear. Consequently, the valves service life can be extended. Using a system for monitoring and predicting the valve couple condition can extend the service life by up to 85 to 90%. In addition, the system will be able to signal an emergency valve failure. The system is monitored by cavitation and leakage parameters

based on the readings from sensors for measuring pressure, vibration, crankshaft rotation speed, and plunger position. Sergei Atrushkevich described in detail each type of sensors and presented the data analysis procedure.

Equipment diagnostic allows to monitor the equipment wear, thus optimizing the service life and preventing emergencies during operation.

**Andrey Glyatsevich**, Chief Designer of NOV FIDMASH, made a presentation on **"Automation and the Human Factor"**. Studies show that 70–80% of incidents in different areas are somehow related to human error, which creates the need to minimize the influence of the human factor. In

совершенствуется, обеспечивает запись и отображение полученной информации. Дальнейшие действия создателей дефектоскопа будут направлены на доработку аппаратной части оборудования в плане автоматизации аналитики.

Система диагностики состояния клапанов НВД предназначена для оценки технического состояния клапанной пары НВД с целью предотвращения ее аварийного разрушения и снижения затрат на эксплуатацию. НВД требуют периодической замены клапанов, но в настоящее время такая замена производится не по выходу из строя, а в так называемом планово-предупредительном порядке. Анализ показал, что при этом клапаны имеют в основном износ 60–65%. Следовательно, существует возможность продления времени их службы. Система контроля и прогнозирования состояния клапанной пары способна обеспечить возможность продления сроков ее эксплуатации до 85–90%. Кроме того, система сможет сигнализировать о внеплановом аварийном разрушении клапанов. Контроль в системе осуществляется по параметрам кавитации и утечки на основании показаний комплекта датчиков давления, вибрации, скорости вращения коленчатого вала, положения плунжеров. Сергей Атрушкевич подробно остановился на каждом типе датчиков и представил процедуру анализа данных.

Диагностика оборудования в процессе эксплуатации позволяет отслеживать динамику его износа и тем самым оптимизировать сроки использования и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Главный конструктор NOV FIDMASH **Андрей Гляцевич** озвучил доклад **«Автоматизация и человеческий фактор»**. Исследования показывают, что 70–80% инцидентов в разных областях так или иначе связаны с человеческой ошибкой, что формирует необходимость минимизации влияния человеческого фактора. В последние несколько лет стало понятно, что за человеческой ошибкой, как правило, стоит более глубокая системная проблема. Было дано определение сложной системы и пояснено, почему она выходит из строя, а также способна ли автоматизация процессов избавиться от влияния человеческого фактора. Выделены фундаментальные проблемы автоматизации процессов. Сообщено, какие уровни автоматизации приняты в корпорации NOV, приведены конкретные примеры автоматизации оборудования производства NOV FIDMASH (колтюбинговых, насосных, азотных установок), охарактеризована



Андрей Гляцевич  
Andrey Glyatsevich



Алмас Орынғалиев  
Almas Oryngaliev

specific examples of automation of equipment manufactured by NOV FIDMASH (coiled tubing,

the past few years, it has become clear that there is usually a deeper systemic problem behind human error. The definition of a complex system was given and it was explained why it fails, as well as whether the automation of processes is able to get rid of the influence of the human factor. The fundamental problems of process automation are highlighted. It was reported what levels of automation are accepted in the NOV corporation, pumping, nitrogen plants) are given, the control system of the facilities is characterized. The philosophy of management systems of the FIDMASH brand is presented.

**Almas Oryngaliev**, head of the training department of FrakJet-Volga LLC, highlighted **the application of a coiled tubing unit simulator for training drillers in order to reduce the accident rate of work on wells**. The full-size and functional simulator simulating the operator's

console of the MK30T coiled tubing unit is a unique development. The simulator is intended for practical training in coiled tubing operation with simulation of the process of running into a real well with optionally programmable conditions (oil or gas well, plugged or with wellhead pressure), with simultaneous control of pumping and nitrogen units. A detailed description of the simulator and its interfaces was given, the modeled emergency situations were listed, and the main stages of exercises for students were described.

Тренажер предназначен для практического обучения работе на колтюбинговой установке с моделированием процесса спуска в реальную скважину с опционально программируемыми условиями.

The simulator is intended for practical training in coiled tubing operation with simulation of the process of running into a real well with optionally programmable conditions.

**His Majesty Frac Kirill Mironenko**, head of hydraulic fracturing laboratory BelNIPIneft, shared his **experience in multistage high-rate hydraulic**



Производство гибких насосно-компрессорных  
труб в России в соответствии с требованиями  
API Q1 и API 5ST



---

С каждым днём нам доверяют  
всё больше профессионалов  
в России и мире

---

[office@estm-tula.com](mailto:office@estm-tula.com)  
[estm-tula.com](http://estm-tula.com)

система управления установок. Представлена философия систем управления бренда FIDMASH.

**Применение тренажера колтюбинговой установки для подготовки бурильщиков с целью снижения аварийности работ на скважинах** осветил руководитель учебного отдела ООО «ФракДжет-Волга» **Алмас Орынгалиев**. Полноразмерный и функциональный тренажер, имитирующий пульт оператора колтюбинговой установки МК30Т, является уникальной разработкой. Тренажер предназначен для практического обучения работе на колтюбинговой установке с моделированием процесса спуска в реальную скважину с опционально программируемыми условиями (нефтяная скважина или газовая, заглушенная или с устьевым давлением), с одновременным управлением насосным и азотным агрегатами. Была дана подробная характеристика тренажера и его интерфейсов, перечислены моделируемые нештатные ситуации, рассказано об основных этапах упражнений для обучающихся.

**Его величество ГРП**  
**Опыт проведения многостадийного высокорасходного ГРП по технологии Plug & Perf на**

**карбонатных коллекторах нетрадиционного типа** поделился **Кирилл Мироненко**, заведующий лабораторией ГРП «БелНИПИнефть». Докладчик дал характеристику трудноизвлекаемым запасам Припятского прогиба (Республика Беларусь). К нетрадиционным коллекторам здесь относятся карбонатные отложения с высокой глинистостью (до 40%) и крайне низкой проницаемостью (0,1–0,0001 мД). На начальном этапе в 2013–2018 годах на потоке стояла технология МГРП с использованием шаровых компоновок. Хотя первый этап внедрения технологии МГРП можно считать успешным, однако использование технологии Ball & Drop показало низкую эффективность на нетрадиционных ультранизкопроницаемых коллекторах. На втором этапе было решено опробовать технологию высокорасходного ГРП Plug & Perf. Докладчик подробно рассказал о результатах применения этой технологии на четырех скважинах и поделился производственными и научно-исследовательскими планами. В частности, планируется увеличить массу проппанта и объем жидкости на кластер, попробовать использовать фрак-пески, а также увеличить расход нагнетания до 18–20 м<sup>3</sup>/мин с помощью нового высокорасходного флота ГРП, закупленного у Группы ФИД.



Кирилл Мироненко  
Kirill Mironenko

**Планируется увеличить расход нагнетания до 18–20 м<sup>3</sup>/мин с помощью нового высокорасходного флота ГРП, закупленного у Группы ФИД.**

**It is planned to increase the injection rate to 18–20 m<sup>3</sup>/min using a new high-flow hydraulic fracturing fleet purchased from the FID Group.**

**fracturing using Plug & Perf technology on unconventional carbonate reservoirs.**

The speaker gave a description of the hard-to-recover reserves of the Pripyat Trough (Republic of Belarus). Unconventional reservoirs here include carbonate deposits with high clay content (up to 40%) and extremely low permeability (0.1–0.0001 mD). At the initial stage in 2013–2018 the flow was equipped

with multistage hydraulic fracturing technology using ball assemblies. Although the first stage of introducing multistage hydraulic fracturing technology can be considered successful, the use of Ball & Drop technology has shown low efficiency in unconventional ultra-low-permeability reservoirs. At the second stage, it was decided to test the Plug & Perf high-flow hydraulic fracturing technology. The speaker spoke in detail about the results of the application of this technology in four wells and shared production and research plans. In particular, it is planned to increase the proppant

mass and fluid volume per cluster, try to use fraction-sands, and also increase the injection rate to 18–20 m<sup>3</sup>/min using a new high-flow hydraulic fracturing fleet purchased from the FID Group.

**Daniyar Argynov**, Schlumberger CT Service Technical Engineer working in Kazakhstan, reported on the **remediation of the leak through multistage liner with Premium Ports by setting through tubing expandable patch on ACTIVE CT**. The operation was performed in the Caspian region, the task was to plug the leak

through multistage liner with Premium Ports by setting through tubing expandable patch on ACTIVE CT. The customer uses multistage completions to produce oil from target pay zones, effectively perform acid treatment, and be able to inject isolation compositions in case of gas or water breakthrough.

The drilling crew was unable to run the lower



Данияр Арғынов  
Daniyar Argynov

**Данияр Аргынов**, технический инженер «Шлюмберге» по сервису ГНКТ, работающий в Казахстане, доложил **об устранении негерметичности многостадийного хвостовика с премиум-портами с помощью установки расширяемой заплатки на АСТive ГНКТ**. Работы были проведены в Каспийском регионе и заключались в устранении негерметичности многостадийного хвостовика, оснащенного премиум-портами, с помощью установки расширяемой заплатки на АСТive ГНКТ. Заказчик применяет многостадийное заканчивание, чтобы иметь возможность добывать нефть из целевых продуктивных интервалов, эффективно производить кислотную стимуляцию, а также иметь основу для эффективного размещения изоляционных составов в случае прорыва газа или воды.

Во время спуска компоновки нижнего заканчивания буровая бригада не смогла довести ее до проектной глубины. Верхний разбухающий пакер оказался выше башмака эксплуатационной колонны, что привело к заклиниванию жидкости в затрубье НКТ.

Колтюбинг разместили на забой скважины. Был получен базисный температурный профиль скважины в течение трех часов. Далее была произведена закачка жидкости (стабилизированной нефти) в затруб между ГНКТ и НКТ. При этом продолжалась запись температурных профилей, по динамике изменений которых было определено, что холодный фронт заходит в затрубное пространство и простирается вплоть до 5-го продуктивного горизонта. Граница простирается соответствует глубине ранее определенного более проницаемого пропластка в 5-м продуктивном интервале. Таким образом был определен путь утечки и подтверждено, что два разбухающих пакера выше 5-го продуктивного интервала не держат давление.

Для достижения цели по селективной стимуляции было решено устранить негерметичность. Одна из опций заключалась в устранении утечки путем установки цементного моста в затрубном пространстве от верхнего разбухающего пакера до прострелочных отверстий, но этот путь таил в себе ряд неопределенностей и рисков.

Была выбрана опция установки расширяемой заплатки. В процессе ГНКТ спускается на целевую глубину, где производится распаковка расширяемой заплатки. Инструмент для посадки заплатки представляет собой поочередно раздувающийся и сдувающийся надувной элемент.

Была представлена спецификация расширяемой заплатки, перечислены основные опционные риски при ее установке (неточное позиционирование по глубине, смятие во время КГРП или во время фазы

completion assembly to the target depth. The top swell packer was above the production casing shoe, which caused fluid to be trapped in the tubing annulus.

The coiled tubing was run to the bottomhole. A baseline well temperature profile was obtained within three hours. Next, the fluid (stabilized oil) was injected into the annulus between CT and the tubing with the ongoing temperature recording. Temperature changes showed that the cold fluid enters the annulus and extends up to the 5th pay zone. The boundary corresponds to the depth of the previously identified more permeable interval in the 5th pay interval. The leak path was thereby determined and it was confirmed that the two swell packers above the 5<sup>th</sup> pay zone do not hold pressure.

In order to achieve the selective stimulation goal, it was decided to eliminate the leakage. One option was to installing a cement plug in the annulus interval from the top swell packer to the perforation holes, but this option had a number of uncertainties and risks.

It was decided to select the expandable patch installation option. The CT is run to the target depth, where the expandable patch is activated. The setting tool is an inflating and deflating element.

The speaker presented the specification of the expandable patch and the main risks

(inaccurate depth positioning, buckling during fracturing or production stage) and approaches to minimize these risks. Successful installation of the expandable patch ensured effective acid stimulation and fracturing in all target pay zones with a pressure-tight seal provided by the patch.

**Konstantin Alegin**, Chief Geologist of VETERAN LLC has revealed the secrets of **acid fracturing technology with the RAPTOR packer as an alternative to the standard Plug & Perf technology**.

The use of Plug & Perf technology over the past few years has been an excellent alternative to standard layouts, since it is the most cost-effective and promising multi-stage horizontal drilling well completion technique. Plug & Perf technology is successfully used by the country's leading oil and gas companies.

The search for alternative solutions to improve, accelerate the implementation of technological processes and reduce their cost lead to the emergence of new technological solutions for conducting operations, that would seem relevant

ГНКТ спускается на целевую глубину, где производится распаковка расширяемой заплатки.

The CT is run to the target depth, where the expandable patch is activated.



Константин Алегин  
Konstantin Alegin



добычи) и способы их минимизации. Успешная посадка расширяемой заплатки гарантировала эффективное проведение кислотной стимуляции и КГРП на всех целевых продуктивных интервалах, при этом герметичность заплатки не была нарушена.

**Константин Алегин**, главный геолог ООО «ВETERAN», раскрыл секреты **технологии КГРП с накером RAPTOR как альтернативы стандартной технологии Plug & Perf**. Использование технологии Plug & Perf на протяжении последних нескольких лет являлось отличной альтернативой стандартным компоновкам, поскольку это самая экономически выгодная и перспективная методика многостадийного заканчивания скважин горизонтального бурения. Технология Plug & Perf успешно применяется ведущими нефтегазодобывающими компаниями страны.

Поиски альтернативных решений для улучшения, ускорения проведения технологических процессов и снижения их стоимости приводят к появлению новых технологических решений проведения операций, казалось бы, актуальных и перспективных на сегодняшний день.

В этом докладе был приведен успешный результат применения данной технологии проведения ГПП с использованием фрак-арматуры с защитным протектором ГНКТ (проведение КГРП без подъема ГТ).

Доклад **«Первый МГРП на российском шельфе: комплексный подход к интенсификации аптских залежей»** озвучили

менеджер по развитию бизнеса **Данил Прищеп** и руководитель направления ГНКТ **Рафис Шарипов**, компания Baker Hughes. Был представлен подход к первым операциям МГРП на участке опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) залежи аптского возраста, которая является перспективным объектом для разработки способом МГРП, учитывая строение разреза. Работы проводились на месторождении им. Филоновского.

Были охарактеризованы геолого-технические особенности проекта. В частности, протяженность горизонтальных секций доходила до 1900 м, средняя протяженность горизонтальной секции составляла 1654 м.

Разработка низкопроницаемого (3 мД) коллектора осложнялась наличием газовой шапки и подстилающей воды. Поскольку залежь апта представлена слабосцементированными песчаниками, компоновка заканчивания МГРП требовала нового технического подхода: не только включения портов МГРП, но и применения противопесочных фильтров с механическими муфтами с усиленным уплотнением. Также требовалось определить оптимальное



Рафис Шарипов  
Rafis Sharipov

and promising today.

This report provides a successful result of the application of this technology for gas treatment with the use of fracture valves with a protective coiled tubing protector (acid fracturing without lifting the CT).

The report **"The first multistage hydraulic fracturing on the Russian shelf: an integrated approach to the intensification of the Aptian deposits"** was presented by **Danil**

**Prischepa**, Business Development Manager, and **Rafis Sharipov**, Coiled Tubing Operations Manager, Baker Hughes. The presentation described the approach to the first multistage hydraulic fracturing operation at the pilot production area of Aptian deposit. This reservoir is a promising site for development with hydraulic fracturing due to the geology structure. The operations were carried out at the Filanovsky field.

The geological and technical features of the project were described. In particular, the length of horizontal sections reached up to 1900 m, the average horizontal section length was 1654 m.

The low-permeability (3 mD) reservoir development was complicated by the presence of a gas cap and underlying water. Since the

Aptian reservoir is composed of semi-consolidated sandstones, the completion assembly for multistage fracturing required a new approach – not only fracturing sleeves, but also the use of sand control filters with mechanical sleeves with reinforced seal. It was also necessary to determine the optimum number of fracturing stages and proppant volume for both the injection and production wells.

The basic option was to perform eight fracturing stages in each well. Different options of proppant volume per stage were considered – from 15 to 40 tons. Another option

included different scenarios with various number of fracturing stages. Combined options were also proposed using simulation data. As a result, it was decided to choose the option of ten stages with 30 tons of proppant per stage for production wells and six stages with 20 tons of proppant per stage for injection wells. In terms of cumulative oil production this option was comparable with more intensive stimulation options, but this option had lower water cut risks.

The main challenge in terms of coiled tubing was the CT size. The well was equipped with a 5.5-inch tubing and the liner of the same diameter. Several

Протяженность горизонтальных секций доходила до 1900 м, средняя протяженность горизонтальной секции составляла 1654 м.

The length of horizontal sections reached up to 1900 m, the average horizontal section length was 1654 m.

количество трещин МГРП и объема проппанта как для нагнетательных, так и для добывающих скважин участка ОПЭ.

В качестве базового был разработан вариант проведения на каждой скважине по восемь стадий МГРП. Были рассмотрены различные варианты объема проппанта на трещину – от 15 до 40 тонн. В качестве оптимизированного подхода были разработаны различные варианты проведения МГРП, отличающиеся количеством стадий. Также были предложены комбинированные варианты. Проводилось моделирование на симуляторах. В итоге был принят вариант размещения по десять стадий МГРП с 30 т проппанта на стадию для добывающих скважин и по шесть стадий МГРП с 20 т проппанта на стадию для нагнетательных скважин. Данный вариант сопоставим по накопленной добыче нефти с вариантами более интенсивной стимуляции, но при этом характеризуется меньшими рисками по обводненности.

Основной вызов с точки зрения ГНКТ состоял в размере трубы. С устья скважины была спущена НКТ диаметром 5,5 дюйма, хвостовик был такого же диаметра. Несколько отдельных секций скважины были оборудованы многоциклическими портами ГРП и противопесочными управляемыми фильтрами. Дизайн ГНКТ был подобран для доведения достаточной нагрузки при манипуляции сдвижными муфтами. Основная задача – обеспечить необходимую длину. Для самой длинной и сложной скважины (4651 м) использовалась ГНКТ длиной 5000 м. Следующая проблема – доведение нагрузки с точки зрения управления портами МГРП и противопесочными фильтрами. Еще одна – ограничение по весу узла намотки. В результате детального анализа ряда типоразмеров ГНКТ по наихудшему прогнозу развития событий был выбран типоразмер ГНКТ 2 5/8 (66,6 мм), который позволил проведение работ с точки зрения доведения нагрузки и грузоподъемных лимитов крана и платформы.

Был реализован план очистки скважины с помощью струйной системы высокого давления. Минимальное расстояние между сдвижными муфтами фильтров и муфт ГРП не помешало успешно выполнить манипуляции в условиях осложнений. Для очистки скважин применялись компоновки ГНКТ импульсно-роторной и роторно-направленной систем.

**Андрей Филатов**, инженер отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», озвучил доклад **«Разработка и исследование жидкости разрыва на основе модифицированных поверхностно-активных веществ»**.

Одним из современных направлений в области разработки реагентов для гидравлического разрыва пласта является разработка и

separate sections of the well were equipped with re-usable frac ports and sand-control filters. The task was to select the coiled tubing size to provide sufficient load for shifting of the sliding sleeves and ensure reaching the target depth. A 5000 m CT was used in the longest and most difficult well (4651 m). The next challenge was to provide sufficient load for shifting of the sliding sleeves and sand filters. Another challenge was the limitation on the spooling unit weight. As a result of detailed analysis of a number of CT sizes under the worst-case scenario it was decided to select a 2 5/8 (66.6 mm)

size that met the criteria for the load transferred to the shifting tool and weight limits for the crane and the platform.

A well cleanout operation was performed using a high-pressure jetting system. The short distance between the sliding sleeves and the filters did not prevent successful shifting under complicated conditions. The pulse-rotor and rotary-steerable CT assemblies were used for wellbore cleanout.

**Andrey Filatov**, engineer of the department of the world-class scientific center "Rational development of the planet's

liquid hydrocarbon reserves", made a presentation on **"Development and research of fracturing fluid based on modified surfactants"**. One of the modern trends in the development of reagents for hydraulic fracturing is the development and study of non-polymer fracturing fluids based on

viscoelastic surfactant solutions (VES).

Hydraulic fracturing fluids based on VES are environmentally friendly, easy to use, and due to self-destruction, they provide almost complete restoration of the conductivity of the formed fractures and proppant pack after the operation. In addition, these systems have an oil-washing effect and are capable of stabilizing clayey rock. However, most surfactants that are capable of forming gels of the required structure are produced using organochlorine compounds. These compounds can subsequently pass



Андрей Филатов  
Andrey Filatov

**Жидкости ГРП на основе ВУПАВ экологичны, просты в использовании, а за счет самодеструкции обеспечивают практически полное восстановление проводимости образованных трещин и проппантной пачки после проведения операции.**

**Hydraulic fracturing fluids based on VES are environmentally friendly, easy to use, and due to self-destruction, they provide almost complete restoration of the conductivity of the formed fractures and proppant pack after the operation.**

исследование бесполимерных жидкостей разрыва на основе вязкоупругих растворов поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Жидкости ГРП на основе ВУПАВ экологичны, просты в использовании, а за счет самодеструкции обеспечивают практически полное восстановление проводимости образованных трещин и проппантной пачки после проведения операции. Кроме того, данные системы обладают нефтеотмывающим действием и способны стабилизировать глинистую породу. Однако большинство ПАВ, которые способны образовывать гели необходимой структуры, производятся с использованием хлорорганических соединений. Эти соединения впоследствии могут перейти в пластовые флюиды, ухудшая товарные качества нефти и негативно влияя на целостность нефтеперерабатывающего оборудования.

В рамках данной работы исследовались системы на основе бесхлорного геминального ПАВ. В структуре данного ПАВ присутствуют сразу два углеводородных радикала, что способствует более интенсивным гидрофобным взаимодействиям, и, как следствие, образуется высокоструктурированный гель. В качестве ПАВ-гелеобразователя используется производное технической олеиновой кислоты, что может значительно удешевить процесс ГРП на данных системах. Способность удерживать проппант исследуемые композиции проявляют при нормальных и при повышенных температурах вплоть до 60 °C. По отношению к глинистой породе данные системы проявляют стабилизирующее действие за счет адсорбции ПАВ на поверхности глины. Исследуемые составы подвергаются самодеструкции при контакте с углеводородами, что выявлено при смешении составов с нефтью в различных соотношениях.

**Опыт применения в РФ**  
**двухпакерной компоновки для повторных ГРП** осветил **Никита Безвенийук**, NOV Completion Tools LLC. К настоящему времени накопилось колоссальное количество построенных горизонтальных скважин с проведенным МГРП и около 45% их являются кандидатами на повторный ГРП. Только в Западной Сибири накопилось более тысячи таких скважин.

Компания NOV Completion Tools специализируется на оборудовании заканчивания скважин и для технологии повторного ГРП. Компанией разработаны и предлагаются три технологии: химические отклонители (блок-пачки), применение ремонтных накладок (пластырей) и ключей для открытия/закрытия, двухпакерные компоновки. NOV



Никита Безвенийук  
Nikita Bezvenyuk

**Двухпакерные компоновки для повторных ГРП показали высокую работоспособность и эффективность.**

**Double-packer assemblies for re-fracturing have shown high performance and efficiency.**

into formation fluids, degrading the commercial qualities of the oil and negatively affecting the integrity of the refinery equipment.

Within the framework of this work, systems based on a chlorine-free geminal surfactant were investigated. The structure of this surfactant contains two hydrocarbon radicals at once, which contributes to more intense hydrophobic interactions, and, as a consequence, a highly structured gel is formed. A derivative of technical oleic acid is used as a surfactant-gelling agent, which can significantly reduce the cost of the hydraulic fracturing process on these systems. The studied compositions exhibit the ability to retain proppant at normal and at elevated temperatures up to 60 °C. In relation to clayey rock, these systems exhibit a stabilizing effect due to the adsorption of surfactants on the clay surface. The investigated compositions

undergo self-destruction upon contact with hydrocarbons, which was revealed when mixing the compositions with oil in various ratios.

**Nikita Bezvenyuk**, NOV Completion Tools LLC, highlighted **the experience of using a double-packer assembly for re-fracturing in the Russian Federation**. To date, a huge number of constructed horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing have accumulated, and about 45% of them are candidates for re-fracturing. More than a thousand of such wells have accumulated in Western Siberia alone. NOV Completion Tools specializes in well completion equipment and re-fracturing technology. The company has developed and offers three technologies: chemical diverters (block packs), the use of repair linings (plasters) and keys for opening / closing, two-packer arrangements. NOV Completion Tools pioneered the use of two-packer assemblies in Russia.

The details of the Cup-2-Cup assemblies (cup packers) and the innovative Packer-2-Packer assemblies, a hydraulic packer system with a number of advantages, were discussed in detail. The technological differences between these two types of layouts are given, as well as the composition of each of them and the sequence of their activation during use.

The speaker highlighted the experience of pilot testing in Russia at four wells. Double-packer assemblies for re-fracturing have shown high performance and efficiency.

During the pilot project, equipment and procedures were improved.

**Artem Zmeu**, Head of Well Technologies Development Service, NPF Packer LLC, presented the report on **technologies for reliable protection of the string and liner adapter for**

Completion Tools является родоначальником использования двухпакерных компоновок в России.

Было подробно рассказано о компоновках Cup-2-Cup (чашечных пакерах) и об инновационных компоновках Packer-2-Packer – системе гидравлических пакеров, которая обладает рядом преимуществ. Приведены технологические отличия этих двух видов компоновок, а также состав каждой из них и последовательность их активации при использовании.

Докладчик осветил опыт проведения ОПР в России на четырех скважинах. Двухпакерные компоновки для повторных ГРП показали высокую работоспособность и эффективность. В процессе ОПР оборудование и процедуры были усовершенствованы.

**Технологии надежной защиты колонны и адаптера хвостовика для проведения ГРП и МГРП** представил **Артем Змеу**, руководитель службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер». Строительство скважин с заканчиванием боковыми и горизонтальными стволами с последующим проведением ГРП и МГРП приносит увеличение уровня добычи для нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с этим возникает немало сложностей, связанных с обеспечением защиты эксплуатационной колонны от высоких давлений и недопущения повреждений скважины. Применение технологий и оборудования производства НПФ «Пакер» обеспечивает надежную защиту эксплуатационной колонны и адаптера, отсечение портов и обеспечивает безопасное проведение закачки требуемого объема проппанта.

**Михаил Кунст**, руководитель отдела продвижения химических реагентов для гидроразрыва пласта ООО «Химпром», посвятил свое выступление **альтернативным системам для ГРП и синтетическому полимеру Hydra GEL X**. Специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» разработана альтернативная жидкость ГРП на основе синтетического гелеобразователя Hydra GEL SW. В условиях возрастающих требований к чистоте трещин и возрастающего объема работ разработанная синтетическая система является перспективным направлением для промышленного применения в нефтедобывающей отрасли. Благодаря использованию синтетических гелевых систем можно преодолеть недостатки классической жидкости ГРП на основе гуаровой камеди: уменьшить загрязнение пласта, увеличить чистоту трещины и повысить



### **hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing**

Drilling wells with sidetracks and horizontal completions followed by multistage hydraulic fracturing increases production for operators. At the same time, there are many challenges associated with protecting the production string from high pressures and avoiding damage to the well. Technologies and equipment from NPF

Packer ensure reliable protection of the production string and adapter, effective zones isolation and safe injection of the required proppant volume.

Head of the Department of Promotion of Chemicals for Hydraulic Fracturing Khimprom LLC **Mikhail Kunst** devoted his speech **Alternative systems for hydraulic fracturing. Synthetic polymer Hydra GEL SW**. The specialists

of the Khimprom Research Center have developed an alternative hydraulic fracturing fluid based on the synthetic gelling agent Hydra GEL SW. The developed synthetic system is a promising direction for industrial application in the oil industry considering increasing requirements for the cleanliness of cracks and an increasing volume of work. The disadvantages of the classic guar-based fracturing fluid can be overcome through the use of synthetic gel systems. The abovementioned systems reduce formation contamination, increase fracture cleanliness and improve oil recovery efficiency. It should be noted that the developed system was created within the framework of import substitution, the implementation of Russian developments and the development of domestic production.

### **Can we finally control fracture height growth? Martin Rylance**

Frac-Pup Chief Engineer, IXL Oilfield Consulting, answered this question. Consideration of a range of previously applied height-growth approaches will demonstrate how they attempted to fool or fudge height growth creation mechanisms. With this clarity, we can consider what advances in completion technology may offer in terms of delivering height growth control. The paper will suggest that with technology and approaches that are available today, that height-growth control is finally within reach. The paper will go on to describe a multi-well Pilot program, in deployment and execution in 2021 in Western Siberia; where billions of barrels remain to be recovered in thin oil-rim, low permeability sandstone reservoirs below gas or above water. The case presented will



эффективность извлечения нефти. Стоит отметить, что разработанная система создана в рамках импортозамещения, реализации российских разработок и развития отечественного производства.

**Возможно ли контролировать высоту трещин гидроразрыва пласта?**

На этот вопрос ответил **Мартин Райланс**, главный инженер Frac-Pup, IXL Oilfield Consulting. Анализ применявшихся ранее технологий контроля высоты трещин показал, что они неправильно описывали механизмы их образования. Были рассмотрены последние достижения в области заканчивания скважин для контроля роста трещин и выдвинуто предположение о том, что с помощью текущих технологий контролирование роста трещин гидроразрыва стало наконец возможным. Также в докладе описана пилотная программа строительства ряда скважин, которая будет реализована в 2021 году в Западной Сибири. В рамках этой программы предполагается добыча миллиардов баррелей из тонкой нефтяной оторочки, низкопроницаемых песчаных коллекторов ниже газоносного пласта или выше водоносного. Представленные результаты анализа предлагают уникальный подход, при котором полностью выполняются упомянутые ранее базовые уравнения.

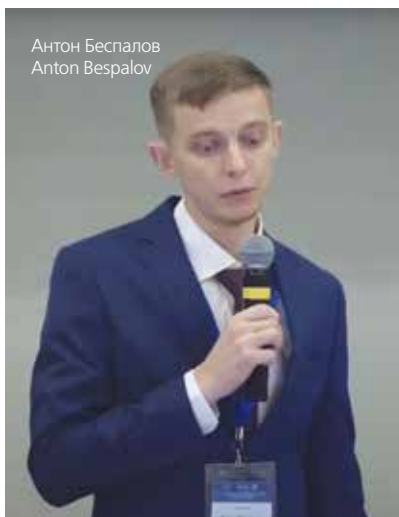
Представленная работа предлагает всестороннюю оценку огромного количества подходов к определению высоты трещин, которые использовались в течение последних 70 лет. По каждому из них проанализированы ошибки и неточности. Кроме того, для подтверждения возможности такого контроля представлены математическое обоснование задачи и полевые данные. Также предполагается, что достижения последних 10–15 лет способны воплотить эту модель в реальность уже в ближайшее время, т.е. реализация на практике наконец стала возможна.

**Антон Беспалов**, специалист по реализации сервисных услуг «Шлюмберже», выступил с докладом **«Новый подход к реализации технологий ГРП компании «Шлюмберже» – SPARK бизнес-модель»**, который был посвящен новому подходу компании в области реализации услуг ГРП.

Рынок ГРП в настоящее время нестабилен, вследствие чего «Шлюмберже» ищет разные способы предоставления технологий. Возможно предоставление ГРП не как полного комплекса, а как отдельных видов услуг, таких как специализированное



Мартин Райланс  
Martin Rylance



Антон Беспалов  
Anton Besspalov

be self-evident and offers a unique approach that honours and maintains the integrity of the underlying equations.

This presentation offers a comprehensive assessment of the myriad of height-growth approaches that have been utilized over the last 70 years, but in each case demonstrates the fallibility and limitations of each of these. However, rather than leave the reader with the interpretation that such control is not achievable, instead the paper will provide a mathematically sound approach, along with field data and evidence. The paper will also

demonstrate that completion advances over the last 10–15 years make this approach a reality in the present day; and that field implementation is finally within reach.

**Anton Besspalov**, Schlumberger Service Implementation Specialist, made a presentation **"A new approach to the implementation of hydraulic fracturing technologies by Schlumberger – SPARK business model."**, which was dedicated to the company's new approach to the implementation of hydraulic fracturing services.

The hydraulic fracturing market is currently unstable, as a result of which Schlumberger is looking for different ways to provide technology. It is possible to provide hydraulic fracturing not as a complete complex, but as separate types of services, such as specialized equipment, hydraulic fracturing according to the company's technologies, engineering and laboratory support, specialized software, and special chemicals.

The speaker introduced the principle of the SPARK cooperation model and listed the types of cooperation in it with the provision of specific technologies. In particular, SPARK enables companies with their own hydraulic fracturing fleet to gain access to Schlumberger

technologies: HiWAY, HiVis and FiberFRAC. The work is carried out in collaboration. The features and advantages of these advanced technologies implemented within the SPARK approach were listed.

The company is also ready to provide special CRFD blocks. This is a multistage hydraulic

**SPARK дает возможности компаниям, имеющим собственный флот ГРП, получить доступ к технологиям «Шлюмберже»: HiWAY, HiVis и FiberFRAC.**

**SPARK enables companies with their own hydraulic fracturing fleet to gain access to Schlumberger technologies: HiWAY, HiVis and FiberFRAC.**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
ДОЗИРОВАНИЯ  
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



воплощение идеи  
в готовую  
концепцию



решения на основе  
передовых  
технологий

оборудование, ГРП по технологиям компании, инженерно-лабораторное сопровождение, специализированное программное обеспечение, специальные химреагенты.

Докладчик представил принцип модели сотрудничества SPARK и перечислил виды сотрудничества в ней с предоставлением конкретных технологий. В частности, SPARK дает возможности компаниям, имеющим собственный флот ГРП, получить доступ к технологиям «Шлюмберге»: HiWAY, HiVis и FiberFRAC. Работы выполняются в коллаборации. Были перечислены особенности и преимущества данных прогрессивных технологий, реализуемых в рамках SPARK-подхода.

Компания готова также предоставить специальные блок-пачки CRFD. Это технология проведения МГРП с использованием отклоняющих блок-пачек для осуществления постадийной закачки в процессе МГРП. Было дано подробное описание блок-пачки CRFD и областей ее применения.

Была представлена технология WellWatcher STIM, области ее применения и подход к работе с ней в рамках SPARK бизнес-модели.

### Колтюбинговые технологии и другие внутрискважинные работы

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО

«Газпромнефть НТЦ» **Сергей Симаков** рассказал о том, **как колтюбинг открывает новую страницу в «Газпромнефть»**. В докладе был представлен в процентном соотношении широкий спектр работ, выполняемых с колтюбингом. За истекшие два года были реализованы новые технологические решения, такие как радиальное вскрытие пласта, кислотоструйное туннелирование, а также колтюбинговое бурение.

Докладчик представил диаграмму, отражающую общий «пробег» по трубам всех флотов контрагентов, работавших в периметре ГРП в период с 2017 по 2021 год. Были суммарно взяты узлы намотки с длинами применяемых ГНКТ и количество труб при использовании. Среднегодовой процент роста составил 3,6%. В прошлом году по общему километражу используемых ГНКТ наблюдалась просадка из-за ограничений, наложенных на ГПН.

Что касается отдельных диаметров ГНКТ, то отмечено уменьшение использования трубы 38,1 мм. Ее все чаще заменяет труба диаметром 44,5 мм, но есть отдельные операции, в которых 38-я труба незаменима. В частности, это непротяженные горизонты, а также скважины для поддержания пластового давления с ограничением по проходному диаметру. Труба диаметром 44,4 мм получила в компании широкое применение (45%).

Для трубы диаметром 50,8 мм также наблюдается



Сергей Симаков  
Sergey Simakov

fracturing technology using diverting packs for staged injection into the multistage hydraulic fracturing process. A detailed description of the CRFD stack and its areas of application was given.

The WellWatcher STIM technology, its application areas and approach to working with it within the SPARK business model were also presented.

### Coiled Tubing and Well Intervention

**Sergey Simakov,**

expert of the Competence Center for Block Well Construction and Workover Technologies expertise and functional development Gazpromneft STC, spoke about how **coiled tubing opens a new page in Gazprom Neft**. The report presented in percentage terms a wide range of works performed with coiled tubing. Over the past two years, new technological solutions have been implemented, such as radial formation penetration, acid jet tunneling, and coiled tubing drilling.

The speaker presented a diagram showing the total CT mileage of all fleets of counterparties that worked within the hydraulic fracturing perimeter

from 2017 to 2021. In total, the winding nodes were taken with the lengths of the coiled tubing used and the number of tubes in use. The average annual growth rate was 3.6%. Last year, there was a drawdown in the total mileage of coiled tubing used due to the restrictions imposed on Gazprom Neft.

With regard to individual CT diameters, a decrease in the use of 38.1 mm CT was noted. It is increasingly being

replaced by a CT with a diameter of 44.5 mm, but there are some operations in which the 38th pipe is indispensable. In particular, these are non-extended horizons, as well as wells for maintaining reservoir pressure with limited bore diameter. The 44.4 mm tubing is widely used in the company (45%).

There has also been a slight increase in usage for the 50.8 mm CT. Its special orientation is noted: horizontal sections exceeding 1000 m. This tubing is indispensable for work when milling under the so-called rated value. This is the 95th cutter when working in 114 shanks with a 73<sup>rd</sup> PDM. Also, the 44<sup>th</sup> tubing is out of competition when closing and opening ports, when a lot of effort must be applied to the transmitted loads.

The company plans to use a CT with a diameter of

Отмечено уменьшение использования трубы 38,1 мм. Ее все чаще заменяет труба диаметром 44,5 мм.

A decrease in the use of 38.1 mm CT was noted. It is increasingly being replaced by a CT with a diameter of 44.5 mm.

небольшой рост использования. Отмечается ее специальная направленность: горизонтальные участки, превышающие 1000 м. Эта труба незаменима при работах, когда фрезеруют под так называемый номинал. Это 95-й фрез при работе в 114 хвостовиках с 73-м ВЗД. Также 44-я труба вне конкуренции при закрытии-открытии портов, когда по передаваемым нагрузкам нужно приложить большое усилие.

В компании планируется применение трубы диаметром 60,3 мм. Она уже участвует в 5% от общего числа колтюбинговых операций. Данный типоразмер будут активно использовать в «Газпромнефть Заполярье», где есть глубокие скважины с протяженными горизонтальными участками.

При работах часто необходимо бывает использовать тяжелую крановую технику, аренда которой составляет значительную часть затрат у контрагентов. Снизить эти затраты, а также сэкономить до 25% времени, затрачиваемого на работу на скважине, могло бы быстровозводимое подъемное сооружение, на разработку конструкции которого надеются в ГПН.

Еще одно актуальное направление – проблема сварного шва на ГНКТ, когда сварочные работы производятся вне производственных условий. При проведении сварки на месторождении жизнь трубы (coil life) теряет до 50%. Проблему могло бы решить создание такого прибора, который будет мобилен, а с его помощью можно будет убирать остаточное напряжение и выравнивать структуру шва, придавая при этом ему пластичность, прямо на месторождении. Такого прибора очень не хватает, поскольку сегодня качество сварки гибкой трубы процентов на семьдесят зависит от человеческого фактора – от конкретного сварщика.

С докладом «**Технологии и тенденции внутрискважинных работ**» выступил

**Стюарт Марчи**, президент компании Altus Intervention по Ближнему Востоку и Азиатско-Тихоокеанскому региону, исполнительный вице-президент по коммерциализации технологий в Altus Intervention/старший сопредседатель Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). Основные тренды были сгруппированы по четырем направлениям: надежность технологий, операционная эффективность, минимизация воздействия на окружающую среду и цифровизация. Все тренды взаимосвязаны между собой, и каждый был рассмотрен с точки зрения технологий, рабочих процессов и человеческого фактора.

Представитель компании «Шлюмберге» **Ермек Каипов** выступил с докладом «**Мобильный комплекс освоения для бурения на депрессии с ГНКТ**». Доклад

**44-я труба вне конкуренции при закрытии-открытии портов, когда по передаваемым нагрузкам нужно приложить большое усилие.**

**The 44<sup>th</sup> tubing is out of competition when closing and opening ports, when a lot of effort must be applied to the transmitted loads.**

60.3 mm. She already participates in 5% of the total number of coiled tubing operations. This standard size will be actively used by Gazpromneft Zapolyarye, where there are deep wells with long horizontal sections.

When, it is often necessary to use heavy crane equipment, the rental of which constitutes a significant part of the costs from contractors. A quick-mounting lifting structure could reduce these costs, as well as save up to

25% of the time spent on work on the well. That is why Gazprom Neft hopes for such a device to be designed.

Another topical area is the problem of the welded seam on coiled tubing, when welding is performed outside of production conditions. When welding in the field, the coil life loses up to 50%. The problem could be solved by creating such a device that will be mobile, and with its help it will be possible to remove residual stress and level the structure of the seam, while giving it plasticity, right in the field. Such a device is very lacking, since today the quality of welding a coiled tubing depends on the human factor by seventy percent - on a particular welder.

President Middle East Asia Pacific, EVP Technology Commercialization at Altus Intervention/Senior Chairman at Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA)

**Stuart Murchie** made a presentation on **Technologies and Trends in Well Intervention**.

The main trends were grouped in four areas: Mission certainty, Operational efficiency, Footprint minimization, and Digitalization. All trends are interconnected, and each has been considered in terms of technology, process and human factors.

**Yermek Kaipov**, Schlumberger representative, made a presentation titled "**Mobile stimulation unit for underbalanced coiled tubing drilling**". It was focused on underbalanced drilling and the surface equipment. The operations were performed in Saudi Arabia, but there is a demand for similar operations (underbalanced drilling of lateral holes in carbonate formations with stimulation from surface) in the Russian market as well. The speaker described numerous challenges of carbonate reservoirs development in Eastern

Siberia and Orenburg. These challenges are mainly associated with the efficiency of wellbore contact with heterogeneous reservoir.

Underbalanced drilling with well stimulation is used to handle these challenges. In underbalanced drilling two main parameters are measured:



Ермек Каипов  
Yermek Kaipov



был посвящен бурению на депрессии и акцентирован на используемом поверхностном оборудовании. Работы проводились в Саудовской Аравии, но спрос на подобные операции (бурение на депрессии боковых стволов в карбонатных пластах с вызовом притока на поверхности) есть и на российском рынке. Докладчик охарактеризовал вызовы, возникающие при разработке карбонатных месторождений, которых много в Восточной Сибири и Оренбургском регионе. Они связаны в основном с эффективностью контакта ствола скважины с неоднородным коллектором.

Для решения проблем применяется бурение на депрессии с вызовом притока. При бурении на депрессии измеряются два основных параметра: забойное давление и дебит газа на устье после сепарации. На основе этих данных определяется продуктивность скважины вдоль ее ствола.

В Саудовской Аравии бурили боковые стволы из старых газоконденсатных скважин и получали на выходе газ и конденсат. Все установки подготовки флюида на поверхности установлены на шасси и перемещаются от скважины к скважине. Мобильный комплекс состоит из основных частей, предназначенных для первичного и вторичного отделения твердой фазы, сепарации, обработки твердой фазы, хранения и экспорта нефти, хранения воды, системы промывки водой, закачки ингибитора, системы отжига.

Опыт показал, что, несмотря на то что бурение боковых стволов на депрессии с вызовом притока может быть дороже бурения с помощью КРС, с точки зрения продуктивности разработка месторождения оказывается в 2–3 раза выше, чем если бы боковые стволы зарезались на репрессии. За короткий срок дебит вырос до 6 раз, бурение шло без осложнений и с высокой скоростью. Комплекс освоения и ГНКТ показали высокую эффективность. Данный метод реально увеличивает добычу, особенно в трещиноватых коллекторах.

**Об увеличении зоны охвата скважины ГНКТ для задач радиального вскрытия пласта** рассказал эксперт по ГНКТ, руководитель направления внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть-Заполярье» **Анатолий Кичигин**. На одном из месторождений, характеризующихся как низкопроницаемый карбонатный коллектор, наблюдалась слабая вовлеченность запасов в эксплуатацию. Были рассмотрены различные методы интенсификации. Предпочтение было отдано радиальному вскрытию пласта (РВП). Для РВП были предложены две скважины, одна из которых находилась в зоне слабопроницаемой карбонатной

Опыт показал, что, несмотря на то что бурение боковых стволов на депрессии с вызовом притока может быть дороже бурения с помощью КРС, с точки зрения продуктивности разработка месторождения оказывается в 2–3 раза выше, чем если бы боковые стволы зарезались на репрессии.

Case study has shown that in terms of productivity field development with underbalanced drilling of sidetracks with inflow stimulation turns out to be 2–3 times more effective as compared to overbalanced drilling despite the fact that it may be more expensive than workover drilling.

bottomhole pressure and gas rate at the wellhead after separation. Based on these data, the productivity along the wellbore is determined.

In Saudi Arabia sidetracks were drilled in old gas-condensate wells and provided gas and condensate inflow. All surface fluid treatment units are mounted on chassis for transportation from well to well. The mobile unit consists of main parts for primary and secondary solid phase extraction, separation, solid phase treatment, oil storage and export, water storage, water flushing system, chemical injection and flare systems.

Case study has shown that in terms of productivity field

development with underbalanced drilling of sidetracks with inflow stimulation turns out to be 2–3 times more effective as compared to overbalanced drilling despite the fact that it may be more expensive than workover drilling. Within

a short period of time the flow rate increased up to 6 times, drilling was performed at high penetration rate without complications. The mobile unit and coiled tubing showed high efficiency. This method increases production, especially in fractured reservoirs.

Coiled tubing expert, head of downhole operations at Gazpromneft-Zapolyarye LLC **Anatoly Kichigin** spoke about **increasing the coverage area of the CT well for the tasks of radial formation penetration.**

In one of the fields, characterized as a low-permeability carbonate reservoir, there was a weak involvement of reserves in production. Various methods of intensification were considered. The preference was given to radial formation penetration. For fracturing, two wells were proposed, one of which was located in the zone of a low-permeability carbonate matrix, and the other was located in an area with a locally developed "corridor" fracture.

The report gave a brief description of the radial formation penetration technology. A lightweight



Анатолий Кичигин  
Anatoly Kichigin

матрицы, а другая была расположена в зоне с локально развитой «коридорной» трещиноватостью.

В докладе было дано краткое описание технологии РВП. Для работ использовалась колтубинговая установка легкого класса. В качестве рабочей жидкости использовалась HCl концентрацией 15%. Работы шли в стволе до 100 м. Анатолий Кичигин подробно представил порядок их проведения, остановившись на этапе фрезерования колонны и вскрытии радиального канала. Был обобщен опыт проведения данных работ, приведен анализ их эффективности.

В докладе **Ерлана Иссабекова**, представлявшего «Шлюмберже», «**Скважинная камера и визуальная аналитика для решения задач по диагностике**»

была рассмотрена аппаратура OPTIS INFINITY™ и ее возможности в диагностике причин различных событий. Аппаратура включает в себя стандартную камеру нижнего вида и четыре камеры бокового вида. Камеру можно спускать на всех возможных способах доставки, но ГНКТ – наиболее популярный способ. Также важно иметь возможность визуальной аналитики. Она сочетает в себе новейшую визуальную диагностическую информацию с передовыми методами вычислительного анализа, которые необходимы для получения качественных и количественных данных о состоянии ствола скважины. Возможных вариантов визуальной аналитики существует много. Это могут быть случаи коррозии, пескопроявлений, перфорации, сужения и т. п. В докладе были приведены конкретные примеры работы камеры, когда было обнаружено, в частности, повреждение нерегулярной формы в хвостовике. С помощью камеры стали возможны визуальный анализ эффективности перфораций при ГРП, включая подтверждение расположения проппанта, оценку его распределения, оптимизацию дизайна фрака, а также проверка открытия/закрытия муфт ГРП.

«**Исследование технического состояния скважин с помощью систем телеинспекции (забойной камеры)**», так назывался доклад главного геолога ООО «ВETERАН» **Константина Алегина**.

В настоящее время при выполнении плановых геолого-технических мероприятий большое их количество приходится на капитальный ремонт скважин с применением ГНКТ. Применение флота ГНКТ при проведении КРС уже подразумевает сложно



Ерлан Иссабеков  
Yerlan Issabekov

Визуальная аналитика сочетает в себе новейшую визуальную диагностическую информацию с передовыми методами вычислительного анализа.

Analytics combines state-of-the-art visual diagnostic information with advanced computational analysis techniques.

coiled tubing unit was used for the work. HCl with a concentration of 15% was used as a working fluid. The work went in the shaft up to 100 m.

A. Kichigin presented in detail the procedure for their implementation, stopping at the stage of cutting the column and opening the radial channel. The experience of carrying out these works was summarized, an analysis of their effectiveness was presented.

In the report of **Yerlan Issabekov**, who represented Schlumberger, "**Downhole camera and visual analytics for solving diagnostic problems**", the OPTIS INFINITY™ equipment and its capabilities in diagnosing the causes of various events

were considered. The hardware includes a standard bottom view camera and four side view cameras. The camera can be lowered on all possible delivery methods, but CT is the most popular method. It's also important to have visual analytics capabilities. It combines state-of-the-art visual diagnostic information with advanced computational analysis techniques to provide qualitative and quantitative wellbore data. There are many options for visual analytics. These can be cases of corrosion, sanding, perforation, narrowing, etc. In the report, specific examples of the camera's operation were given, when it was discovered, in particular, damage of an

irregular shape in the shank. With the help of the camera, it became possible to visually analyze the effectiveness of perforations during hydraulic fracturing, including confirming the location of the proppant, assessing its distribution, optimizing the tailcoat design, as well as checking the opening / closing of hydraulic fracturing sleeves.

"**Well testing. Analysis of the technical condition using teleinspection systems (bottom-hole camera)**" was the title of the report of the Chief Geologist of VETERAN LLC **Konstantin Alegin**.

Currently, a large number of planned logging while drilling activities fall on the well workover using coiled tubing. The use of a coiled tubing fleet during workover already implies a complex well profile (long horizontal section, great depths, workover on a working well, abnormal pressure of a working well, etc.) and in case of complications during the workover process, reliable information is required about the state of the bottom of the well, production casing, tubing hangers.

To date, an effective technological solution to this problem is downhole teleinspection (downhole camera).

This report provides a successful result of using an online downhole camera to determine the technical condition of the production string, the current bottom at a depth of more than 3600 m.

построенный профиль скважины (протяженный горизонтальный участок, большие глубины, проведение КРС на работающей скважине, АВПД работающей скважины и пр.), и при возникновении осложнений в процессе ремонта необходима достоверная информация о состоянии забоя скважины, эксплуатационной колонны, подвески НКТ. На сегодняшний день эффективным технологическим решением данной проблемы является внутрискважинная телеинспекция (забойная камера).

В докладе был приведен успешный результат применения забойной онлайн-камеры для определения технического состояния эксплуатационной колонны, текущего забоя на глубине более 3600 м.

**Новый взгляд на крепление ПЗП** представил **Сергей Курцев**, руководитель службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис». Работы проводились на Восточно-Мессояхском месторождении, на сеноманской части покурской свиты, характеризующейся высокой степенью латеральной неоднородности и вертикальной расчлененности. Основные проблемы заключались в аномально низком соотношении коэффициентов подвижности нефть:вода – 1:30. Разрабатывалась очень высоковязкая нефть в слабоконсолидированном песчанике с низкими деформационно-прочностными свойствами, на малой глубине залегания 750–800 м.

При разработке месторождения вследствие добычи произошло естественное разрушение скелета пласта, связанное с вымывом цементирующего материала породы потоком исходящей жидкости, и осыпание породы в фильтровой части горизонтальных участков скважин, что привело к закупорке и снижению дебита. Существует ряд особо проблемных скважин, которые не могут выйти на плановый режим работы, поскольку происходит забивание песком их фильтровой части. Заказчик перепробовал различные варианты закрепления песка в слабоконсолидированных песчаниках, но неудачно. Компания «Пакер Сервис» применила к проблеме инженерный подход. С нормализацией забоя – с очисткой скважины от пластового песка, выносящегося в процессе эксплуатации, были связаны 29% работ. Качественную и эффективную очистку забоя удалось провести исключительно благодаря применению ГНКТ.

Была подобрана технология – полимерная двухкомпонентная композиция, в готовом состоянии представляющая собой пористую пену. Ее основное отличие от предыдущих решений – то, что в составе компонентов есть порообразователь, который позволяет создать поровые каналы, обеспечивающие фильтрацию через данный химический состав. Также у нее широкий диапазон применения в промежутке пластовых



Сергей Курцев  
Sergei Kurtsev

**Sergei Kurtsev**, head of CT Service, Packer Service LLC, presented **a new look at bottom-hole formation support**. The work was carried out at the Vostochno-Messoyakhskoye field in the Cenomanian part of the Pokurskaya suite, which is characterized by a high degree of lateral heterogeneity and vertical dissection. The main

problems were the abnormally low ratio of oil: water mobility coefficients – 1:30. A very high-viscosity oil was developed in a weakly consolidated sandstone with low deformation and strength properties, at a shallow depth of 750–800 m.

During the development of the field, as a result of production, a natural destruction of the formation skeleton occurred, associated with the washing out of the cementing material of the rock by the flow of the outgoing fluid, and the crumbling of the rock in the filter part of the horizontal sections of the wells, which led to blockage and a decrease in debit.

There are a number of particularly problematic wells that cannot reach the planned operation mode, since their filter section is clogged with sand. The client has tried various sand fixing options in weakly consolidated sandstones, but failed. Packer Service took an engineering approach to the problem. Bottom hole normalization – cleaning of the well from formation sand carried out during operation, was associated with 29% of the work. High-quality and efficient bottomhole cleaning was carried out exclusively thanks to the use of coiled tubing.

The technology was selected – a polymer two-component composition, in the finished state representing a porous foam. Its main difference from previous solutions is that the components contain a blowing agent, which allows you to create pore channels that provide filtration through a given chemical composition. It also has a wide range of applications in the interval of reservoir temperatures from plus 15 °C to plus 90 °C. The porous structure itself is quite strong in terms of qualities, withstands stress loads, anchors the rock skeleton and retains oil permeability.

Sergey Kurtsev spoke about the experience of applying the technology on a specific well, where sand consolidation operations were performed and a long-term positive effect was obtained. It was concluded that fixing the sandstones of the bottomhole formation zone is the most rational way to control sand occurrences. The successful experience of using

Качественную и эффективную очистку забоя удалось провести исключительно благодаря применению ГНКТ.

High-quality and efficient bottomhole cleaning was carried out exclusively thanks to the use of coiled tubing.

температур – от плюс 15 °С до плюс 90 °С. Сама пористая структура по качествам получается достаточно прочная, выдерживает стрессовые нагрузки, закрепляет скелет породы и сохраняет проницаемость для нефти.

Сергей Курцев рассказал об опыте применения технологии на конкретной скважине, где были выполнены операции по закреплению песка и получен длительный положительный эффект. Был сделан вывод, что крепление песчаников ПЗП является наиболее рациональным способом борьбы с пескопроявлениями.

Успешный опыт применения концептуально нового химического метода крепления ПЗП открыл новые горизонты эксплуатации месторождения. Рекомендовано тиражирование нового химического метода на объектах со слабоконсолированными песчаниками.

Главный инженер по разработке месторождений компании «Шлюмберге»

**Ермек Каипов**

рассказал о **применении высокочастотных измерений на поверхности для оптимизации процесса очистки ствола скважины после стимуляции**,

поделившись опытом и данными, полученными во время процесса, и предложив пути их использования.

Были изложены особенности работ по освоению скважин после МГРП, в частности, оптимизации процесса очистки скважины с целью сохранения трещины ГРП. Бесконтрольная очистка ствола скважины может быть неполной. Оставшийся в хвостовике проппант создаст дополнительное сопротивление во время добычи. Вторая проблема – образование без проппанта зоны, которая будет смыкаться во время эксплуатации, вследствие чего будет теряться связь трещин ГРП со скважиной и в дальнейшем потребуются рефрак.

Во время работы с ГНКТ скорость закачки известна. Для измерения скорости возврата жидкости в многофазном потоке на выходе был установлен многофазный расходомер Vx. Идея: провести высокочастотные измерения, а потом, зная скорость закачки жидкости и скорость ее возврата, а также концентрацию проппанта, рассчитать балансый дебит – расход, который позволит понять, депрессия или репрессия создавалась на забое с учетом изменения объема за счет движения ГНКТ, и осуществить количественный контроль над состоянием депрессии для предотвращения выноса проппанта.

**Применение высокочастотных данных во время очистки ствола скважины не только дает возможность сохранить трещину ГРП, но и позволяет провести расчет распределения проппанта в трещинах, что поможет рассчитать продуктивность скважины.**

**The use of high-frequency data during wellbore cleaning not only makes it possible to preserve the hydraulic fracture, but also allows the calculation of the proppant distribution in the fractures, which will help to calculate the productivity of the well.**

a conceptually new chemical method for securing the bottomhole formation zone has opened up new horizons for the field's exploitation. Replication of the new chemical method on objects with weakly consolidated sandstones is recommended.

**Ermek Kaipov**, Chief Fields Development Engineer at Schlumberger, spoke about the use of **high-frequency multi-phase surface measurement to optimize the post-stimulation clean-out with coiled tubing**, sharing experience and data obtained during the

process and suggesting ways to use them.

The features of well development work after multi-stage hydraulic fracturing were outlined, in particular, optimization of the well cleaning process in order to preserve the hydraulic fracture. Uncontrolled wellbore cleaning may not be complete. The proppant remaining in the liner will create additional drag during production. The second problem is the formation of a zone without proppant, which will close during operation, as a result of which the connection of hydraulic fractures with the well will be lost, and refraction will be required in the future.

During coiled tubing operation, the injection rate is known. To measure the rate of liquid return in the multiphase flow, a Vx multiphase flowmeter was installed at the outlet. The idea is to carry out high-frequency measurements, and then, knowing the rate of fluid injection and the rate of its return, as well as the proppant concentration, calculate the balance debit – the flow rate, which will make it possible to understand whether drawdown or repression was created at the bottom, taking into account the volume change due to the movement of coiled tubing, and carry out quantitative control over the state of the underbalance to prevent proppant recovery.

The CT operator can monitor all the critical Vx multiphase meter data: proppant flow, fluid return rate, net return, injection rate into the well. The use of high-frequency data during wellbore cleaning not only makes it possible to preserve the hydraulic fracture, but also allows the calculation of the proppant distribution in the fractures, which will help to calculate the productivity of the well.

**Luciya Davletshina**, Ph.D., Associate Professor of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, made a report **"Colloid-chemical research in the development of acid compositions"**.

The depletion regime is characterized by a decrease in the productivity of wells, which occurs not only due to a decrease in oil saturation of the reservoirs, but also due to clogging (pollution) of the bottomhole zone of the well. Under these conditions, one of the most common technologies

Оператор ГНКТ может отслеживать все важнейшие данные многофазного расходомера Vx: вынос пропантанта, скорость возврата жидкости, чистый возврат, скорость закачки в скважину. Применение высокочастотных данных во время очистки ствола скважины не только дает возможность сохранить трещину ГРП, но и позволяет провести расчет распределения пропантанта в трещинах, что поможет рассчитать продуктивность скважины.

**Люция Давлетшина**, к. т. н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, выступила с докладом **«Коллоидно-химические исследования при разработке кислотных составов»**.

Режим истощения характеризуется снижением продуктивности скважин, что происходит не только за счет уменьшения нефтенасыщенности пластов, но и за счет кольматации (загрязнений) призабойной зоны скважины. В этих условиях одной из самых распространенных технологий на месторождениях наряду с гидравлическим разрывом пласта является кислотная обработка.

Необходимо учитывать физико-химические процессы, происходящие в пласте на границах различных сред: порода – пластовые флюиды (нефть, пластовая вода, газ), нефть – вода (пластовая или закачиваемая), пластовые флюиды – технологические жидкости (химические реагенты, закачиваемые в пласт в процессе строительства и ремонта скважин), порода – технологические жидкости. Их взаимное влияние может приносить немало проблем, снижающих эффективность проводимых мероприятий в пласте. Использование методов коллоидной химии позволяет более глубоко исследовать данные процессы и дает возможность продвинуться дальше в решениях по совершенствованию технологии кислотных обработок и разработке новых кислотных составов.

Сочетание возможностей, которые могут предоставить коiled tubing установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит повысить эффективность технологий кислотных обработок.

Младший научный сотрудник отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» **Виктория Котехова** озвучила доклад **«Разработка и исследование ингибитора коррозии комплексного действия»**. Коррозия металлического оборудования – это проблема, с которой сталкиваются на всех этапах нефтегазодобычи, поэтому разработка комплексного ингибитора коррозии представляет собой актуальную тему исследований. Основные

Люция Давлетшина  
Luciya Davletshina



in the fields, along with hydraulic fracturing, is acid treatment.

It is necessary to take into account the physicochemical processes occurring in the reservoir at the boundaries of various media: rock – reservoir fluids (oil, reservoir water, gas), oil – water (reservoir or injected), reservoir fluids – process fluids (chemicals injected into the reservoir in the process of construction and workover of wells), rock – process fluids. Their mutual influence can bring many problems that reduce the effectiveness of the measures taken in the reservoir. The use of

colloidal chemistry methods allows a deeper study of these processes and makes it possible to move

further in solutions to improve the technology of acid treatments and the development of new acid compositions.

The combination of the capabilities that can be provided by the coiled tubing unit and the acid compositions proposed for specific reservoir conditions will increase the efficiency of acidizing technologies.

Junior Researcher of the Department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves" **Viktoria Kotekhova** made a report **"Development and research of a complex action corrosion**

**inhibitor"**. Corrosion of metal equipment is a problem that is faced at all stages of oil and gas production, therefore the development of an integrated corrosion inhibitor is a relevant research topic. The main corrosion damage occurs during the operation of metal equipment in corrosive environments containing organic and mineral acids, as well as in mineralized water saturated with dissolved gases, in particular, carbon dioxide.

One of the best known methods of corrosion protection is the use of inhibitors. Most of the corrosion inhibitors used are aliphatic or aromatic surfactants containing nitrogen, sulfur and oxygen atoms in their functional groups. These organic molecules can adsorb on the surface of the metal, forming a bond between the nitrogen atoms and the metal through the presence of a  $\pi$ -bond and a lone pair of electrons, thereby reducing corrosive

Сочетание возможностей, которые могут предоставить коiled tubing установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит повысить эффективность технологий кислотных обработок.

The combination of the capabilities that can be provided by the coiled tubing unit and the acid compositions proposed for specific reservoir conditions will increase the efficiency of acidizing technologies.

коррозионные повреждения возникают при эксплуатации металлического оборудования в агрессивных средах, содержащих органические и минеральные кислоты, а также в минерализованной воде, насыщенной растворенными газами, в частности диоксидом углерода.

Одним из наиболее известных методов защиты от коррозии является использование ингибиторов. Большинство используемых ингибиторов коррозии представляют собой алифатические или ароматические поверхностно-активные вещества, содержащие в своих функциональных группах атомы азота, серы и кислорода. Эти органические молекулы могут адсорбироваться на поверхности металла, образуя связь между атомами азота и металлом за счет присутствия  $\pi$ -связи и неподеленной пары электронов, тем самым уменьшая коррозионное воздействие. Среди многообразия азотсодержащих ингибиторов коррозии широкое применение имеют ингибиторы имидазолинового класса. Ингибирующее действие имидазолина и его производных основано на адсорбции на границе раздела металл/раствор. Они широко используются для защиты металлического оборудования из-за их высокой ингибирующей эффективности и экологичности.

В результате проведенного обзора российской и зарубежной литературы была определена актуальная тема разработки ингибитора коррозии комплексного действия. На основании полученных данных были разработаны ингибирующие композиции, содержащие в своем составе анионный и неионогенный ПАВы, растворитель и активную основу – имидазолин. Представленные композиции имеют допустимую скорость коррозии в минерализованной модельной пластовой воде, насыщенной углекислым газом в концентрации 60 мг/л, которая была определена на основании значений ККМ. В соляной кислоте в диапазоне концентраций от 5 до 15% мас. лучшим защитным действием обладает композиция с добавлением анионного ПАВ, а в сульфаминовой кислоте добиться требуемого снижения коррозионной активности удалось при введении дополнительных компонентов – йодида калия и тиомочевины.

Таким образом была разработана ингибирующая композиция комплексного действия, проявляющая высокие защитные свойства в углекислотной среде, низкоконцентрированной соляной кислоте, а также в сульфаминовой кислоте во всем используемом диапазоне концентраций. Низкотемпературные свойства полностью соответствуют требуемым значениям: температура застывания полученных реагентов ниже  $-50^{\circ}\text{C}$ .

**Об аспектах физико-химического**



Виктория Котехова  
Viktoria Kotekhova

effects. Among the variety of nitrogen-containing corrosion inhibitors, inhibitors of the imidazoline class are widely used. The inhibitory effect of imidazoline and its derivatives is based on adsorption at the metal/solution interface. They are widely used to protect metal equipment due to their high inhibitory efficiency and environmental friendliness.

As a result of the review of Russian and foreign literature, a topical topic of the development of a complex action corrosion inhibitor was identified. Based on the data obtained, we developed inhibitory compositions containing anionic and nonionic surfactants, a solvent and an active base – imidazoline. The presented compositions have a permissible corrosion rate in saline model formation water saturated with carbon dioxide at a concentration of 60 mg/l, which was determined based on the CMC values. In hydrochloric acid in the concentration range from 5 to 15% wt. the best protective effect is possessed by a composition with the addition of an anionic surfactant, and in sulfamic acid it was possible to achieve the required decrease in corrosive activity with the introduction of additional components – potassium iodide and thiourea.

Thus, an inhibitory composition of complex action was developed, exhibiting high protective properties in a carbon dioxide environment, low-concentration hydrochloric acid, as well as

in sulfamic acid in the entire concentration range used. Low-temperature properties fully correspond to the required values: the pour point of the obtained reagents is below  $-50^{\circ}\text{C}$ .

**Konstantin Merzlyakov**, engineer of the department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves", spoke about **the aspects of physical and chemical modeling of hydrochloric acid**

**treatments in carbonate reservoirs.** The complex mineral composition of carbonate reservoirs and their heterogeneity create difficulties in modeling acid treatments. The report presented scenarios of the interaction of acid with carbonate rock. It's ideal, when, having spent the minimum amount of acid, it is possible to create a dominant wormhole – a highly conductive channel. The aim of the study was to study the interaction of



Константин Мерзляков  
Konstantin Merzlyakov

**моделирования солянокислотных обработок в карбонатных коллекторах** рассказал **Константин Мерзляков**, инженер отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Сложный минеральный состав карбонатных коллекторов и их неоднородность создают трудности при моделировании кислотных обработок. В докладе были представлены сценарии взаимодействия кислоты с карбонатной породой. Идеально, когда, затратив минимальное количество кислоты, удастся создать доминантную червоточину – высокопроводимый канал. Целью исследования являлось исследование взаимодействия кислотных составов с карбонатной породой при низких температурах, моделирование данного взаимодействия и сопоставление результатов с полученными на фильтрационной установке. Применялся гравиметрический метод исследований. Исследовались два кислотных состава: на основе высококонцентрированной соляной кислоты (HCl 18% мас.) и на основе уксусной кислоты. Показано, что уксусная кислота взаимодействует в разы медленнее, чем соляная, а повышение температуры значительно ускоряет скорость реакции. Была представлена кинетика растворения породы, а также математическая модель кислотной обработки. Был сделан вывод, что математическое моделирование полезно при кислотных обработках, а для получения оптимального эффекта важно обращать внимание на скорость закачки и кинетические характеристики кислотного состава.

**Исследованию скорости коррозии гибких насосно-компрессорных труб в кислых средах** был посвящен доклад **Александры Галкиной**, инженера отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Кислотные обработки являются одним из основных видов интенсификации нефтедобычи. Они помогают восстановить проницаемость и стимулировать пласт из-за образования новых высокопроводящих поровых каналов. Наиболее распространено использование соляной кислоты, однако ее перспективной заменой является сульфаминовая кислота из-за более глубокой проникающей способности, низкой коррозионной активности, простоты хранения и транспортировки. Применение колтюбинговых установок при проведении кислотных обработок получило широкое распространение как в России, так и за рубежом. Использование ГНКТ имеет ряд преимуществ: позволяет проводить непрерывные операции без глушения скважины, равномерно и селективно распределять технологические жидкости. Однако одним из осложнений при проведении кислотных обработок является коррозия как стального оборудования, так и гибких насосно-компрессорных труб.

В работе проводились исследования по оценке скорости коррозии ГНКТ без добавления ингибитора

Идеально, когда, затратив минимальное количество кислоты, удастся создать высокопроводимый канал.

It's ideal, when, having spent the minimum amount of acid, it is possible to create a highly conductive channel.

acidic compositions with carbonant rock at low temperatures, to model this interaction and to compare the results with those obtained at the filtration unit. A gravimetric research method was used. Two acid compositions were investigated: based on high-end hydrochloric acid (HCl 18% wt.) And

based on acetic acid. It was shown that acetic acid interacts several times slower than hydrochloric acid, and an increase in temperature significantly accelerates the reaction rate. The kinetics of rock dissolution was presented, as well as a mathematical model of acidizing. It was concluded that mathematical modeling is useful for acidizing, and to obtain an optimal effect, it is important to pay attention to the injection rate and the kinetic characteristics of the acid composition.

The report by engineer of the department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves **Alexandra Galkina** was devoted to the study of **investigation of the CT corrosion rate in acidic media**. Acid treatments are one of the main types of oil production intensification. They help to restore permeability and stimulate the formation



Александра Галкина  
Alexandra Galkina

due to the formation of new high-conductive pore throats. Hydrochloric acid is the most common, however, sulfamic acid is a promising substitute. It has higher permeability, low corrosivity and it is easy to store and transport. The use of coiled tubing units for acid treatments has become widespread both in Russia and abroad. The use of coiled tubing (CT) has a number of advantages. It allows continuous operations without killing the well. It allows a uniformal and selective distribution of process fluids. However, one of the complications of acidizing is corrosion of both steel equipment and coiled tubing.

In this work, studies were carried out to assess the corrosion rate of coiled tubing both without adding an inhibitor to the acid composition, and with it installed. ST80 tubes manufactured by ESTM were selected as the object of research. Aggressive media were 5, 10 and 15% wt. hydrochloric and sulfamic acids. We chose Invol-2A (conc. 0.5% wt.) and

в кислотный состав и в его присутствии. В качестве объекта исследований были выбраны трубы марки ST80, произведенные компанией ESTM. Агрессивными средами являлись 5, 10 и 15% мас. соляная и сульфаминовая кислоты. Для снижения коррозионной агрессивности были выбраны ингибиторы Инвол-2А (конц. 0,5% мас.) и Инвол-2Б (конц. 0,4% мас.). Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом с последующей оценкой защитного эффекта. В концентрациях 5% и 10% мас. максимальный защитный эффект достигается с течением времени. Наибольшая ингибиторная защита для 15% мас. HCl обеспечивается уже за 6 часов и в дальнейшем остается неизменной. В сульфаминовой кислоте эффективность ингибитора достаточно высока во всем диапазоне времени.

Количество и качество докладов 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» впечатляет. Закрывая мероприятие, Константин Бурдин отметил: «Очень сильные доклады были озвучены. Я на этой конференции бываю с 2000 года. В нынешнем году меня порадовало, что много молодых ребят сюда приехали впервые. У нас за плечами замечательная молодежь, которая идет нам на смену. Это радует! Наша конференция – это не только обмен опытом, это обмен контактами, возможность получить деловых партнеров. Хотя мы, сервисники, являемся конкурентами, но такие встречи, как наша конференция, нас всех объединяют и приносят нам большую пользу. Поверьте, за два десятилетия конференция принесла огромную пользу в продвижении и продажах технологий и оборудования. Это очень мощный инструмент, точка контакта, объединяющая нас в потоке времени».

До встречи на 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы!» 📍

**Аналитическая группа научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»**

Invol-2B (conc. 0.4% wt.) inhibitors to reduce the corrosiveness. The corrosion rate was determined by the gravimetric method with subsequent assessment of the protective effect.

At concentrations of 5% and 10% wt. the maximum protective effect is achieved over time. The greatest inhibitory protection for 15% wt. HCl is provided already at 6 o'clock and remains unchanged thereafter. In sulfamic acid the effectiveness of the inhibitor is quite high over the entire time range.

The quantity and quality of the reports delivered at the 22<sup>nd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is impressive. In his closing speech, Konstantin Burdin pointed out, "We have heard very sound reports. I have been the participant of this Conference since 2000. This year, I am happy to see lots of young people who have come here for the first time. We have a great new generation following us, we have somebody to give place to. This is good news! Our Conference is not only about sharing experience, but also about sharing contacts and getting an opportunity to find business partners. Although we, those working in the service sector, are competitors, such meetings as this Conference make us stand together and are to our advantage. Believe me, over two decades this Conference has been a great booster for the promotion and sales of technologies and equipment. It is our powerful tool and our point of contact which makes us feel united throughout all this time".

Hope to see you at the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference! 📍

**Analytical Group of the Coiled Tubing Times**

