



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

# Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

**2 (88), Июнь/June 2024**

**КОММУНИКАТИВНАЯ ВСТРЕЧА В ВИТЕБСКЕ  
COMMUNICATION MEETING IN VITEBSK**

**ТЕХНОЛОГИЯ КИСЛОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ  
«ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА» ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ  
НЕФТИ И ГАЗА**

**WELL STIMULATION WITH ACID JET DRILLING: FRACJET-  
VOLGA'S PROFOUND EXPERTISE**

**БУДУЩЕЕ – ЗА БУРЕНИЕМ НА КОЛТЮБИНГЕ. Интервью  
ведущих специалистов  
ООО «ТАГРАС-РС», предприятие  
«АктюбинскРемСервис»**

**ВАГИЗ СИРАЗДИНОВ : МЫ ОТКРЫВАЕМ НОВОЕ ДЛЯ СЕБЯ  
НАПРАВЛЕНИЕ – ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА**

**ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ  
В ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**88**



Производство гибких насосно-компрессорных труб в России в соответствии с требованиями ПАО «Газпром», ИНТИ, API Q1, 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)

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

**The 25<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing,  
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

**Четверть века  
в одной команде!**

**Quarter of a century  
in the same team!**

**Тематика:**

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

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)  
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

**Е.Б. Лапотентова**, заместитель председателя Совета Группы ФИД

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

**К.Н. Алегин**, главный геолог, ООО «ВЕТЕРАН»;  
**Р.М. Ахметшин**, эксперт по ГНКТ;  
**К.В. Бурдин**, заместитель генерального директора по внутрискважинным операциям ООО «ФракДжет-Волга»;  
**Г.А. Булыка**, главный редактор журнала;  
**Д.В. Воробьев**, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;  
**Т. Грин**, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;  
**С.А. Заграничный**, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";  
**Р. Кларк**, почетный редактор журнала;  
**А.Н. Коротченко**, директор ООО «ИнТех»;  
**А.М. Овсянкин**, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;  
**М.А. Силин**, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;  
**С.М. Симаков**, эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития группы компаний ПАО «Газпром нефть»;  
**В.А. Сираздинов**, заместитель начальника цеха ГРП (по технологии) ООО «КРС-Сервис» группы компаний ПАО «Татнефть»;  
**А.Я. Третьяк**, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);  
**А.В. Трифонов**, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;  
**Е.Н. Штахов**, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

Научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, учредитель Athena Engineering Services.

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время колтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

Российская Федерация, 109012,  
г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Тверской,  
улица Никольская, дом 10, помещение 2/4, офис 414 А.  
Тел./факс: +7 495 481-34-97 доб. 101  
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org  
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.  
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством  
по печати и массовым коммуникациям РФ.  
Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

**A. Lapatsentava**, Deputy Chairman of the Board of the FID Group

**EDITORIAL BOARD**

**K. Alegin**, Chief Geologist, VETERAN LLC;  
**R. Akhmetshin**, Coiled Tubing Expert;  
**H. Bulyka**, Editor-in-Chief;  
**K. Burdin**, Deputy Director General for Well Interventions, FracJet-Volga LLC;  
**R. Clarke**, Honorary Editor;  
**T. Green**, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;  
**A. Korotchenko**, Director, InTech, LLC;  
**A. Ovsiankin**, Deputy General Director, Packer Service LLC;  
**M. Silin**, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University";  
**S. Simakov**, Expert of the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies of the Expertise and Functional Development Unit of the Gazprom Neft PJSC Group of Companies;  
**V. Sirazdinov**, Deputy Head of the Hydraulic Fracturing Workshop (for technology) of KRS-Service LLC, Group of Companies of PJSC Tatneft;  
**E. Shtakhov**, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";  
**A. Tretiak**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);  
**A. Trifonov**, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC;  
**D. Vorobiev**, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusnet;  
**S. Zagranichny**, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, National University of Oil and Gas "Gubkin University"; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Founder of Athena Engineering Services.

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal. The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

**ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE**

Russian Federation, 109012,  
Moscow, inner-city territory of the city municipal district Tverskoy,  
Nikolskaya street, building 10, room 2/4, office 414 A.  
Phone/Fax: +7 495 481-34-97 (ext. 101)  
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org  
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.  
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.  
Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

## Дорогие друзья!

«Четверть века в одной команде!» – это девиз юбилейной, 25-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», анонс которой размещен в начале летнего выпуска нашего журнала. Конференция, ставшая неформальным клубом приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса, объединила их в команду, которая собирается каждый год, чтобы обменяться самой актуальной информацией о технологиях и технике, познакомиться с перспективными партнерами и укрепить налаженные связи, встретиться с коллегами и обсудить назревшие проблемы в неформальной, а значит, располагающей к открытому диалогу, обстановке.

Рубрика «Перспективы» свежего номера посвящена коммуникативной встрече в СЭЗ «Витебск» представителей компаний, которые разрабатывают трудноизвлекаемые запасы нефти и газа и производят оборудование для их добычи: Группы ФИД, ПАО «Газпром нефть» и РУП «ПО «Белоруснефть». В рамках встречи состоялась конференция, с основными положениями докладов которой мы вас знакомим. В частности, в «Белоруснефти» разработана комплексная программа мероприятий, рассчитанная на период до 2030 года, которая будет способствовать вовлечению ТРИЗ в разработку, а «Белоруснефтью» достигнуты впечатляющие результаты: максимальная глубина горизонтального участка достигает 2200 м, средний срок строительства скважины составляет 45 суток. У компании практически все запасы – трудноизвлекаемые. Именно для их разработки недавно была приобретена колтюбинговая установка тяжелого класса УНТ4 производства Группы ФИД. Установка оснащена ГНКТ диаметром 50,8 мм, максимальное тяговое усилие инжектора составляет 45 тонн.

Ведущие специалисты Группы ФИД ознакомили участников встречи с основными направлениями ее деятельности: с продуктовой линейкой оборудования для проведения ГРП, в том числе высокорасходного, с линейкой и перспективами развития колтюбингового оборудования. Было отмечено, что



колтюбинговые установки нового поколения имеют интеллектуальную электрогидравлическую систему управления, адаптирующую режим СПО под текущую операцию.

Кульминацией коммуникативной встречи стала демонстрация на стенде работы колтюбинговой установки УНТЗ в автоматическом режиме.

Непосредственно на основном сборочном производстве Группы ФИД участники мероприятия получили самую полную информацию об

оборудовании, выпускаемом Группой ФИД, ведь, как гласит народная мудрость, лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать. А мы, руководствуясь этим изречением, разместили в журнале подробный фоторепортаж о витебской коммуникативной встрече.

Очень интересный, на мой взгляд, материал опубликован в рубрике «Технологии». Руководитель научно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга» Олег Воин представил результаты применения технологии кислотоструйного бурения в качестве метода восстановления продуктивности скважин. В центре статьи – опыт применения инклинометров: автономного и кабельного. Автор на конкретном практическом материале подтверждает перспективность технологий кислотоструйного, а также гидромониторного бурения.

Также обращаю ваше внимание на два интервью в разделе «Практика». Респонденты не только делятся опытом, наработанным в своих компаниях, но и очерчивают проблемы, общие для всего российского нефтесервиса. Это и поиск взаимопонимания между заказчиками и подрядчиками, и закупка аналогов оборудования и реагентов, ставших недоступными ввиду санкций, и нехватка кадров по отдельным специальностям... Наш журнал готов обсуждать острые проблемы на своих страницах.

А эти две реплики из интервью, как мне кажется, дополняют друг друга: «именно заказчики определяют направления, в которых пойдут подрядчики», но «в любом случае нефтегазовый сервис будет развиваться».

*Елена Лапотентова, председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Векторы, по которым мы движемся вперед  
Коммуникативная встреча в Витебске

## ТЕХНОЛОГИИ

- 26** **О.В. Воин**  
Технология кислотоструйного бурения «ФракДжет-Волга» для интенсификации добычи нефти и газа
- 36** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2023 (часть 3)
- 36** Секция 6.  
Стимулирование притока, охват и нетрадиционное применение технологий

- 48** Секция 7. Появление аналитики данных, сокращение углеродного следа и стоимость внутрискважинных операций на все более ограниченном рынке бурения

## ПРАКТИКА

- 60** Будущее – за бурением на колтюбинге (Беседа с **Рамисом Галиевым**, начальником предприятия, и Ильдаром Ахметзяровым, начальником технологического отдела, ООО «ТАГРАС-РС», предприятие «АктюбинскРемСервис»)
- 64** Мы открываем новое для себя направление – гидроразрыв пласта (Беседа с **Вагизом Сираздиновым**, заместителем начальника цеха ГРП, ООО «КРС-Сервис»)

## НЕФТЕПРО-МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 70** Применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений
- 70** Селективный тампонажный раствор на ПАВ-полимерной основе для ограничения водопритока в условиях высокой минерализации пластовых вод
- 72** Исследования водорастворимых полимеров для разработки селективного осадкообразующего состава
- 74** Исследование влияния полимеров целлюлозы на свойства пены в составе пеногелевых систем

**75** Сравнительная оценка влияния формы используемого в растворах полиакриламида на фильтрационно-емкостные свойства пористой среды

**77** Подбор сшивателей для водорастворимых полимеров на основе целлюлозы

**78** Влияние хлорида калия на адсорбцию полиакриламида

**80** Сравнение адсорбции полиакриламида из растворов, приготовленных из порошкового и суспендированного полимеров

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

**82** Итоги Международной выставки «Нефтегаз-2024»

**85** В Югре идет подготовка к технологической выставке «Сургут. Нефть и газ – 2024»

**86** Российский нефтегазовый технический конгресс пройдет в Москве

**87** Технический форум «Технологии внутрискважинных работ. ГРП, ГНКТ и заканчивание скважин» состоялся в Москве

## PROSPECTS

**6** The Vectors Along Which We Move Forward  
Communication meeting in Vitebsk

## TECHNOLOGIES

**26** **Oleg Voin**  
Well Stimulation with Acid Jet Drilling: FracJet-Volga's Profound Expertise

# Векторы, по которым мы движемся вперед

## The Vectors Along Which We Move Forward

*Коммуникативная встреча в Витебске*  
*Communication meeting in Vitebsk*

Под эгидой Группы ФИД, объединяющей российские и белорусские предприятия, проектирующие, выпускающие и поставляющие инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых, 28-29 февраля 2024 года в Витебске прошла коммуникативная встреча представителей компаний, которые разрабатывают трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти и газа.

Непосредственным организатором встречи выступило одно из предприятий, входящих в Группу ФИД, – СООО «Натрикс». Это основное сборочное предприятие Группы ФИД в Республике Беларусь, которому недавно было присвоено почетное звание «Лучший резидент СЭЗ «Витебск – 2023».

С приветственным словом к участникам встречи обратились начальник управления скважинных технологий и сервиса компании РУП «ПО «Белоруснефть» **Денис Закружный** и эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития группы компаний ПАО «Газпром нефть» **Сергей Симаков**.

От организатора мероприятия –

In Vitebsk on February 28-29, 2024 a communicative meeting of representatives of companies that develop hard-to-recover oil and gas reserves was held under the auspices of the FID Group, which unites Russian and Belarusian enterprises that design, manufacture and supply innovative equipment to improve the efficiency of production of hydrocarbons and solid minerals.

The direct organizer of the meeting was one of the enterprises included in the FID Group, Natrinx JLLC. This is the main assembly plant of the FID Group in the Republic of Belarus, which was recently awarded the honorary title “Best Resident of the Free Economic Zone “Vitebsk – 2023”.

**Denis Zakrzhny**, head of the well technology and service department of RUE PA Belorusneft, and **Sergei Simakov**, an expert at the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies of the Expertise and Functional Development Group of Companies of Gazprom Neft PJSC, addressed the meeting participants with a welcoming speech.

The event organizer, FID Group, was represented by **Pavel Laktionov**, Deputy Director and Head of the Consumer Relations Department. Having welcomed those present to

Группы ФИД – выступил заместитель директора – начальник управления по работе с потребителями **Павел Лактионов**. поприветствовав присутствующих на белорусской земле, он отметил, что встреча предоставляет возможность «увидеть и услышать много интересного из работ друг друга».

Денис Закружный, в частности, сказал: «На сегодняшней конференции мы хотим не только показать, чего мы достигли, но и познакомить вас с нашей государственной энергетической нефтесервисной компанией полного замкнутого цикла строительства скважин собственными силами, которая добилась серьезных результатов в строительстве горизонтальных скважин на ТРИЗ. Наши ведущие технические специалисты прошли большую школу не только в Беларуси, но и за рубежом, и мы здесь покажем те векторы, по которым движемся вперед».

Сергей Симаков поблагодарил Группу ФИД за предоставленную площадку для коммуникативной встречи. «Мы, со своей стороны,

the Belarusian land, he noted that the meeting provides an opportunity “to see and hear a lot of interesting things from each other’s works.”

Denis Zakrzhny, in particular, said: “At today’s conference, we want not only to show what we have achieved, but also to introduce you to our state-owned energy oil service company for a full closed cycle of well construction on its own, which has achieved serious results in the construction of horizontal wells using hard-to-recover reserves. Our leading technical specialists have undergone extensive training not only in Belarus, but also abroad, and here we will show the vectors along which we are moving forward.”

Sergey Simakov thanked the FID Group for providing a platform for the communication meeting. “We, for our part, are also happy to share what we have and exchange information that is available for discussion,” he emphasized.

The busy program of the meeting included 12 reports in two sections and a visit to the Natrix production plant.

Pavel Laktionov gave brief information about the FID Group,



*Участники встречи*  
*Participants of the meeting*

тоже рады поделиться тем, что у нас есть, и обменяться информацией, которая доступна для обсуждения», – акцентировал он.

Насыщенная программа встречи включала в себя 12 докладов в двух секциях и посещение производственного предприятия «Натрикс».

Павел Лактионов дал краткую информацию о Группе ФИД, которая благодаря опыту, накопленному более чем за 25 лет работы, стала лидером на пространстве ЕАЭС в производстве и поставке оборудования для гидравлического разрыва пласта, колтюбинговых технологий, цементирования скважин, направленного шахтного и поверхностного бурения.

В структуру Группы ФИД входят собственный инженеринговый центр, производственные предприятия, региональные представительства и сервисные центры.

Собственные производственные мощности обеспечивают стабильность качества на всех этапах производства. В основе высокого технического уровня продукции, засвидетельствованного многочисленными сертификатами, лежат собственные конструкторские разработки. Стопроцентное подтверждение заявленных характеристик обеспечивают испытания на аттестованных стендах. В частности, создан не имеющий аналогов стенд динамических испытаний колтюбинговых установок, позволяющий проводить испытания колтюбинговых установок с тяговым усилием инжектора до 45 тонн, проводить запись параметров испытываемого оборудования ГНКТ и эмулировать все без исключения

which, thanks to the experience accumulated over more than 25 years of work, has become a leader in the EAEU space in the production and supply of equipment for hydraulic fracturing, coiled tubing technologies,

well cementing, directional shaft and surface drilling.

The structure of the FID Group includes its own engineering center, production plants, regional representative offices and service centers.

Our own production facilities ensure consistency of quality at all stages of production. The high technical level of our products, certified by numerous certificates, is based on our own design developments. One hundred percent confirmation of the

declared characteristics is provided by tests on certified stands. In particular, a unique stand for dynamic testing of coiled tubing units has been created, which allows testing coiled tubing units with an injector tractive force of up to 45 tons, recording the parameters of the coiled tubing equipment under test and emulating all downhole operating modes without exception using real coiled tubing with a diameter of up to 89 mm.

Leading specialists of the FID Group introduced the meeting participants to the main directions of its activities.

Equipment for hydraulic fracturing takes an important place in the main product line of the FID Group. The head of the hydraulic fracturing

В структуру Группы ФИД входят собственный инженеринговый центр, производственные предприятия, региональные представительства и сервисные центры.

The structure of the FID Group includes its own engineering center, production plants, regional representative offices and service centers.

скважинные режимы работы с применением реальной гибкой трубы диаметром до 89 мм.

Ведущие специалисты Группы ФИД ознакомили участников встречи с основными направлениями ее деятельности.

Важное место в основной продуктовой линейке Группы ФИД занимает оборудование для производства ГРП. Начальник отдела

оборудования ГРП **Роман Щербин** рассказал о нем. Налажен серийный выпуск комплексов ГРП, каждый из которых включает в себя установки насосные, установки смесительные, станции контроля и управления, установки для подачи сыпучих материалов, установки гидратационные, установки дозирования химреагентов, машины манифольдов, установки подогрева, вспомогательное оборудование. Акцент в докладе был сделан на высокорасходном оборудовании с темпом закачки до 24 м<sup>3</sup>/мин, позволяющем значительно сократить площадку и численность персонала (около 23 единиц оборудования вместо 40 и порядка 19 человек персонала вместо 37; площадка локализации приблизительно 2400 м<sup>2</sup> вместо 4000 м<sup>2</sup>).



*Стенд динамических испытаний коiled tubing установок  
Dynamic testing stand for coiled tubing units*

equipment department, **Roman Shcherbin**, spoke about it. Serial

Налажен серийный выпуск комплексов ГРП.

Serial production of hydraulic fracturing complexes has been established.

Акцент в докладе был сделан на высокорасходном оборудовании с темпом закачки до 24 м<sup>3</sup>/мин, позволяющем значительно сократить площадку и численность персонала.

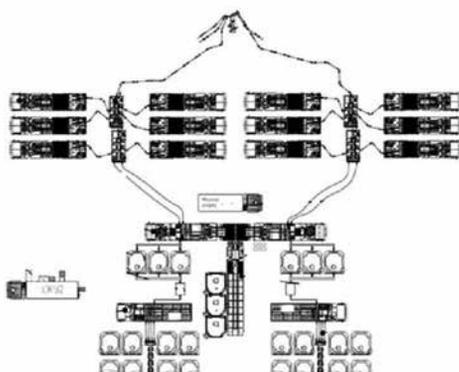
The emphasis in the report was on high-consumption equipment with an injection rate of up to 24 m<sup>3</sup>/min, which makes it possible to significantly reduce the size of the site and the number of personnel.

production of hydraulic fracturing complexes has been established, each of which includes pumping units, mixing units, monitoring and control stations, units for feeding bulk materials, hydration units, chemical dosing units, manifold machines, installations heating, auxiliary equipment. The emphasis in the report was on high-consumption equipment with an injection rate of up to 24 m<sup>3</sup>/min, which makes it possible to significantly reduce the size of the site and the number of personnel (about 23 pieces of equipment instead of 40 and about 19

Начальник  
отдела  
оборудования  
ГНКТ **Владимир  
Полторан**  
озвучил доклад  
«Создание  
и развитие  
направления  
колтюбинговых  
технологий в  
Группе ФИД». Проект колтюбинг  
стартовал в  
1998 году.  
В настоящее  
время Группа  
ФИД серийно  
выпускает  
стандартную  
линейку  
колтюбингового  
оборудования  
с инжекторами с тяговым усилием  
до 45 тонн и с соответствующими  
емкостями узлов намотки. В линейке  
стандартного оборудования  
Группой ФИД в тандеме с МЗКТ  
было разработано уникальное  
шасси, которое позволяет  
перевозить на пять тонн  
ГНКТ больше, чем все другие  
шасси, представленные  
на рынке. На таком шасси  
10 x 10 повышенной  
грузоподъемности  
монтируется колтюбинговая  
установка серии УНТ4  
с узлом намотки ГНКТ  
емкостью 5500 м для  
диаметра 50,8 мм (толщина  
стенки 4,0 мм) и массой  
ГНКТ до 27 000 кг,  
что на данный момент  
является пределом для  
перемещения по дорогам  
общего пользования.

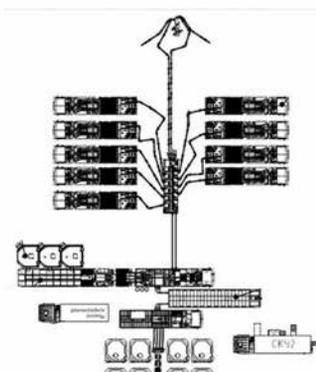
**Действующая схема расположения  
стандартного оборудования флота ГРП  
(объединение 2-х флотов)**

Current layout of standard equipment for the hydraulic fracturing fleet (combination of 2 fleets)  
порядка 40 единиц оборудования /  
about 40 units of equipment  
порядка 37 человек персонала /  
about 37 staff members  
порядка 4000 м<sup>2</sup> площадь локации /  
site area is about 4000 m<sup>2</sup>



**Целевая схема специального  
оборудования высокодоходного  
флота ГРП**

Target scheme of special equipment for a highly profitable hydraulic fracturing fleet  
порядка 23 единиц оборудования  
about 23 units of equipment  
порядка 19 человек персонала  
about 19 staff members  
порядка 2400 м<sup>2</sup> площадь локации  
site area is about 2400 m<sup>2</sup>



**Темп закачки 16 м<sup>3</sup>/мин при давлении 70 МПа  
Injection rate 16 m<sup>3</sup>/min at a pressure of 70 MPa**

personnel instead of 37; the localization site is about 2400 m<sup>2</sup> instead of 4000 m<sup>2</sup>).

The head of the coiled tubing equipment department, **Vladimir Poltoran**, presented the report “Creation and development of coiled tubing technologies in the FID Group.”

В линейке стандартного оборудования Группой ФИД в тандеме с МЗКТ было разработано уникальное шасси, которое позволяет перевозить на пять тонн ГНКТ больше, чем все другие шасси, представленные на рынке.

In the line of standard equipment, the FID Group, in tandem with MZKT, has developed a unique chassis that allows it to transport five tons more coiled tubing than all other chassis on the market.

The coiled tubing project started in 1998. Currently, the FID Group mass-produces a standard line of coiled tubing equipment with injectors with a traction force of up to 45 tons and with corresponding capacities of winding units. In the line of standard equipment, the FID Group, in tandem with MZKT, has developed a unique chassis that allows it to

Поэтому перспективная разработка Группы ФИД, отвечающая всем сегодня стоящим перед индустрией вызовам, – колтюбинговое оборудование в модульном исполнении, включающее в себя саму колтюбинговую установку и специальный полуприцеп или ряд полуприцепов с узлом (узлами) намотки ГНКТ.

Специальный полуприцеп собственной разработки был создан для того, чтобы обеспечить максимальную мобильность и точное соответствие нормам перемещения по дорогам общего пользования. Одна из модификаций полуприцепа будет предназначена для перевозки ГНКТ диаметром 60,3 мм.

Перспективная разработка – инжектор МПТ63 с тяговым усилием 63 тонны. В 2024 году состоится его промышленные испытания. Для монтажа данного механизма подачи гибкой трубы создано основание устьевого сборное (ОУС), обеспечивающее проведение работ без применения грузоподъемного крана.

К интеллектуальной системе управления колтюбинговыми установками Группа ФИД шла на протяжении двух десятилетий – параллельно с поступательным развитием оборудования. На колтюбиновых установках 2000-х годов устанавливалась гидравлическая система управления (минимум электронных компонентов), колтюбинговые



**Колтюбинговая установка и специальный полуприцеп  
Coiled tubing unit and special semi-trailer**

transport five tons more coiled tubing than all other chassis on the market.

Перспективная разработка – инжектор МПТ63 с тяговым усилием 63 тонны. В 2024 году состоится его промышленные испытания.

MPT63 injector with a tractive effort of 63 tons t is a promising development. Its field trials will take place in 2024.

On such a 10 x 10 chassis with increased load capacity, a coiled tubing unit of the UNT4 series is mounted with a coiled tubing winding unit with a capacity of 5500 m for a diameter of 50.8 mm (wall thickness 4.0 mm) and a coiled tubing weight of up to 27 000 kg, which is currently the limit for movement on public roads. Therefore, a promising development of the FID Group that meets all the challenges

facing the industry today is coiled tubing equipment in a modular design, which includes the coiled tubing unit itself and a special semi-trailer or a number of semi-trailers with a coiled tubing winding unit(s).

A special semi-trailer of our own design was created in order to ensure maximum mobility and strict compliance with travel standards on public roads. One of the modifications

установки до 2020 года управлялись гидравлической системой с элементами автоматизации начального уровня (СКР, блокировка инжектора). Колтюбинговые установки нового поколения имеют интеллектуальную электрогидравлическую систему управления, адаптирующую режим СПО под текущую операцию.

Система контроля и автоматизации колтюбинговой установки обеспечивает ее работу в автоматическом режиме в соответствии с запрограммированным алгоритмом и даже предоставляет возможность дистанционного наблюдения за проведением работ. Система может быть интегрирована с дефектоскопом ГНКТ ДТ2 собственного производства Группы ФИД, контролирующем в ходе работ важнейшие параметры гибкой трубы.

Директор – главный конструктор СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) **Сергей Атрушкевич** выступил с докладом «Технологические операции с использованием ГНКТ и оборудование для их реализации». Докладчик сфокусировался на, цитата, «более сложном секторе» в сегменте оборудования для ГНКТ – инструменте, который используется для строительства и обслуживания боковых стволов. По способу разрушения породы он подразделяется на три направления: инструмент механический, гидромоторный, физико-химический.

Первая технология, для которой



*Основание устьевого сборное Prefabricated wellhead base*

Колтюбинговые установки нового поколения имеют интеллектуальную электрогидравлическую систему управления, адаптирующую режим СПО под текущую операцию.

New generation coiled tubing units have an intelligent electro-hydraulic control system that adapts the pulling-and-running operations mode to the current operation.

of the semi-trailer will be designed to transport coiled tubing with a diameter of 60.3 mm.

MPT63 injector with a tractive effort of 63 tons t is a promising development. Its field trials will take place in 2024. For the installation of this flexible pipe feeding mechanism, a prefabricated wellhead base was created, which ensures that work can be carried out without the use of a load-lifting crane.

The FID Group has been working toward an intelligent control system for coiled tubing units for two decades, in parallel with the progressive development of equipment. In the 2000s a hydraulic control system (a minimum of electronic components) were installed in coltubing installations: and until 2020 and coiled tubing units were controlled by a hydraulic system with entry-level automation elements (control and registration system, injector blocking). New generation coiled tubing units have an intelligent electro-hydraulic control system that adapts the pulling-and-running operations mode to the current operation.

The control and automation system of the coiled tubing unit ensures its operation in automatic mode in accordance with the programmed algorithm and even provides the

«Новинка» разрабатывала оборудование, – направленное колтюбинговое бурение. Для данной технологии был создан ряд компоновок, основная из которых – СНБ89-76М. Это система направленного бурения с кабельным каналом связи, предназначенная для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии, с обеспечением контроля внутрискважинных параметров и определением положения КНБК в режиме реального времени. Следующее изделие – система направленного бурения СНБ54, разработанная для бурения на ГНКТ диаметром 44,45 мм.

«Новинкой» также был разработан и изготовлен комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта, создано оборудование для гидромониторного бурения, для кислотоструйного бурения (туннелирования) и для эжекторной очистки скважин. Сергей Атрушкевич рассказал о составе компоновок, принципах действия каждого из видов оборудования, условиях их применения и результатах практического использования.

Руководитель сектора по управлению производством **Артем Басов** и руководитель сектора интегрированных операций **Александр Елшин**



*Пульт управления колтюбинговой установкой  
Coiled tubing unit control panel*

Докладчик сфокусировался на инструменте, который используется для строительства и обслуживания боковых стволов.

The speaker focused on tools that are used for the construction and maintenance of well bores.

ability to remotely monitor the work. The system can be integrated with the DT2 coiled tubing flaw detector of FID Group's own production, which monitors the most important parameters of the flexible pipe during work.

Chief Designer of SJSC "Novinka" (FID Group) **Sergei Atrushkevich** made a report "Technological operations using coiled tubing and equipment for

their implementation." The speaker focused on, quote, the "more complex sector" in the coiled tubing equipment segment – tools that are used for the construction and maintenance of well bores. According to the method of rock destruction, it is divided into three directions: mechanical, hydraulic, and physico-chemical tools.

The first technology for which Novinka developed equipment was directional coiled tubing drilling. A number of configurations have been created for this technology, the main one of which is SNB 89-76M. This is a directional drilling system with a cable

ООО «Газпромнефть-Пальян» представили доклад «Эволюция освоения баженовской свиты (ТРИЗ) на Пальяновской площади Краснolenинского месторождения». Национальный проект по созданию отечественных технологий высокотехнологичного оборудования для разработки запасов баженовской свиты был запущен в 2017 году под эгидой Министерства энергетики РФ. Оператором проекта стал центр индустриальной интеграции «Газпромнефть-Пальян», который в 2021 году первым в России получил статус технологического полигона. В докладе была представлена эволюция технологий заканчивания скважин (с 2013 по 2023 год), охарактеризован реализованный проект «Монобор». Была показана эволюция технологий разделения стадий МГРП (с 2015 по 2023 год). Показаны результаты испытаний комплекса управления селективной перфорацией, а также использования ряда инновационных инструментов для технологий МГРП и ГНКТ.

**Виктор Родионов**, руководитель направления Центра разработки ТРИЗ «Пальян», в докладе «Комплексный подход к моделированию МГРП» подробно рассказал о симуляторе «Кибер ГРП», в том числе о построении в нем 3D-геологической модели, о взаимодействии в нем данных из петрофизической модели и данных для проведения МГРП, о гидродинамическом моделировании и ряде других возможностей этого симулятора.

Еще один доклад **Виктора Родионова** был посвящен опыту МГРП (классического и высокорасходного) на баженовской

Национальный проект по созданию отечественных технологий высокотехнологичного оборудования для разработки запасов баженовской свиты был запущен в 2017 году под эгидой Министерства энергетики РФ.

The national project to create domestic technologies of high-tech equipment for the development of reserves of the Bazhenov formation was launched in 2017 under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation.

communication channel, designed for controlled drilling of horizontal, directional and vertical wells, including underbalanced ones, providing control of downhole parameters and determining the position of the BHA in real time. The next product is the SNB 54 directional drilling system designed for drilling on coiled tubing with a diameter of 44.45 mm.

Novinka also developed and manufactured a

set of equipment for radial opening of the formation, created equipment for jet drilling, acid-jet drilling (tunneling) and ejector cleaning of wells. S. Atrushkevich spoke about the composition of the layouts, the principles of operation of each type of equipment, the conditions of their use and the results of practical use.

Head of the production management sector **Artem Basov** and head of the integrated operations sector **Alexander Elshin** of Gazpromneft-Palyan LLC presented the report “Evolution of the development of the Bazhenov formation (hard-to-recover reserves) in the Palyanovskaya area of the Krasnoleninskoye field”. The national project to create domestic technologies of high-tech equipment for the development of reserves of the Bazhenov formation was launched in

свите, результатам ОПИ технологических жидкостей на ксантановой камеди и на полиакриламиде. Был также представлен опыт повторных ГРП (рефраков) на горизонтальных скважинах, приведен математический расчет параметров ГРП и прогнозная оценка дебита для повторного «слепого ГРП».

В докладе «Опыт оптимизации генплана кустовых площадок при строительстве скважин с МГРП» менеджера по инжинирингу и обустройству Центра разработки ТРИЗ «Пальян» **Игоря Кудрявцева** был представлен типовой генеральный план на этап бурения, а также дан пример инженерной подготовки кустовой площадки под размещение флота ГРП. Генплан куста может претерпевать изменения в соответствии с конкретными условиями.

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития **Сергей Симаков** рассказал о «Бурении на ГНКТ в ПАО ГПН». Согласно экспертной оценке, в настоящее время в РФ работает около 150 флотов ГНКТ. В компании ГПН сегодня задействовано плавающее количество флотов ГНКТ, но можно отметить, что пиковая загрузка достигает порядка 24.

Сергей Симаков рассказал о проекте «Бурение на ГНКТ», реализованном в периметре компаний ПАО ГПН. Было отмечено, что подобные

Был также представлен опыт повторных ГРП (рефраков) на горизонтальных скважинах, приведен математический расчет параметров ГРП и прогнозная оценка дебита для повторного «слепого ГРП».

The experience of repeated hydraulic fracturing (refracturing) on horizontal wells was also presented, a mathematical calculation of hydraulic fracturing parameters and a predictive assessment of the flow rate for repeated "blind hydraulic fracturing" were given.

В компании ГПН сегодня задействовано плавающее количество флотов ГНКТ, но можно отметить, что пиковая загрузка достигает порядка 24.

Today the Gazpromneft company operates a floating amount of coiled tubing fleets, but it can be noted that the peak load reaches about 24.

2017 under the auspices of the Ministry of Energy of the Russian Federation. The operator of the project was the Gazpromneft-Palyan Center for Industrial Integration, which in 2021 was the first in Russia to receive the status of a technological testing site. The report presented the evolution of well completion technologies (from 2013 to 2023), and characterized the implemented Monobor project. The evolution of technologies for separating stages of multi-stage hydraulic fracturing (from 2015

to 2023) was shown. The results of tests of a selective perforation control complex, as well as the use of a number of innovative tools for multi-stage hydraulic fracturing and coiled tubing technologies, are shown.

**Viktor Rodionov**, head of the Palyan hard-to-recover reserves Development Center, in the report "An integrated approach to modeling

multi-stage hydraulic fracturing" spoke in detail about the "Cyber Hydraulic Fracturing" simulator, including the construction of a 3D geological model in it, the interaction of data from petrophysical models and data for multistage hydraulic fracturing, hydrodynamic modeling and a number

виды работ рекомендуется проводить в карбонатном коллекторе, в условиях которого риск осыпания породы значительно ниже по сравнению с теми же условиями терригенного коллектора. Было охарактеризовано применявшееся оборудование, приведены особенности проведения работ и их результаты, описаны сложности, возникшие при реализации работ «Бурения на ГНКТ». Выделены преимущества бурения на ГНКТ перед разрезкой боковых стволов (ЗБС). Главное: они состоят не в скорости проходки, которая ожидаемо ниже при бурении на ГНКТ, а в ультракоротком радиусе, с которым можно выходить из материнского ствола в продуктивный пласт, что в таких условиях является не реализуемым для ЗБС.

Руководитель программ развития технологий ГРП ООО «Газпром-НТЦ» **Дмитрий Старицын** озвучил доклад «Опыт производства ГРП на полиакриламиде (ПАА) и фракционных песках», в котором представил опыт работ с ПАА в мире и в периметре ГПН. Были охарактеризованы технологические свойства ПАА, необходимые для проведения ГРП, а также определены требования к фракционным кварцевым пескам в сравнении с пропантами для использования в качестве расклинивающего агента при ГРП, обобщен опыт применения песков в компании ГПН.

Начальник управления скважинных технологий и сервиса компании «Белоруснефть» **Денис Закружный** рассказал о развитии нефтесервисного блока.

Разработана комплексная программа мероприятий, рассчитанная на период до 2030 года, которая будет способствовать вовлечению ТРИЗ в разработку.

A comprehensive program of activities, which will facilitate the involvement of hard-to-recover-reserves in development, has been planned for the period until 2030.

of other capabilities of this simulator.

Another report by Viktor Rodionov was devoted to the experience of multi-stage hydraulic fracturing (classical and high-flow) in the Bazhenov formation, the results of testing of process fluids using xanthan gum and polyacrylamide. The experience of repeated

hydraulic fracturing (refracturing) on horizontal wells was also presented, a mathematical calculation of hydraulic fracturing parameters and a predictive assessment of the flow rate for repeated “blind hydraulic fracturing” were given.

In the report “Experience in optimizing the master plan of well pads during the construction of wells with multi-stage hydraulic fracturing”, **Igor Kudryavtsev**, manager of engineering and development of the Palyan the hard-to-recover reserves Development Center, presented a standard master plan for the drilling stage, and also gave an example of engineering preparation of a well pad for the deployment of a hydraulic fracturing fleet. The general plan of the bush may undergo changes in accordance with specific conditions.

**Sergei Simakov**, Expert of the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies of the Expertise and Functional Development Unit, spoke about “Drilling on coiled tubing at PJSC Gazpromneft.” According to expert assessments, there are currently about 150 coiled tubing fleets operating in the Russian Federation. Today the

Он ознакомил присутствующих с компанией «Белоруснефть», ее структурой, основными направлениями развития и впечатляющими достижениями. Акцент был сделан на направление бурения. Были продемонстрированы слайды, иллюстрирующие динамику роста объемов нефтесервисного блока компании в последние пять лет при неизменном количестве бригад (14 бригад бурения). За это время и число скважин, и средняя механическая скорость проходки, и коммерческая скорость выросли практически в полтора раза.

Разработана комплексная программа мероприятий, рассчитанная на период до 2030 года, которая будет способствовать вовлечению ТРИЗ в разработку. Она включает обновление и модернизацию парка буровых установок, внедрение новых технологий и техники, тщательный отбор сторонних подрядчиков, анализ режимов бурения, совершенствование рецептур буровых и тампонажных растворов, оптимизацию конструкций скважин, мотивацию персонала и др.

Горизонтальные скважины в «Белоруснефти» бурятся с 1991 года. С 2019-го начата работа с ТРИЗами – была построена первая горизонтальная скважина на данные отложения, спроектированная под освоение методом МГРП по кластерной технологии Plug & Perf в нетрадиционном резервуаре I–III пачек межсолевой залежи Речицкого месторождения (скважина № 411g Речицкая). В настоящее время половина фонда скважин с горизонтальным

Gazpromneft company operates a floating amount of coiled tubing fleets, but it can be noted that the peak load reaches about 24.

S. Simakov spoke about the project "Drilling on Coiled Tubing," which was carried out within the perimeter of the company PJSC Gazpromneft. It was observed that these kinds of operations ought to be performed in carbonate reservoirs since the likelihood of rock shedding there is considerably lower than it is in terrigenous reservoirs. The tools that were employed were discussed, along with the

Достигнуты впечатляющие результаты: максимальная глубина горизонтальной части достигает 2200 м, средний срок строительства скважины составляет 45 суток.

Impressive results have been achieved: the maximum depth of the horizontal part reaches 2200 m, the average construction time for a well is 45 days.

characteristics of the task and its outcomes. The challenges encountered while carrying out the "Drilling on Coiled Tubing" project were also detailed. Highlighted are the benefits of coiled tube drilling over sidetracking. The key idea is that they are not about penetration rate, which is

predicted to be lower when drilling on coiled tubing, but rather about the extremely small radius at which it is possible to exit from the the mother wellbore into the productive formation; sidetracking is not practical in these circumstances.

In a report titled "Experience in the production of hydraulic fracturing using polyacrylamide and fractionated sands," **Dmitry Staritsyn**, head of hydraulic fracturing technology development programs at Gazprom-NTC LLC, discussed his experiences working with polyacrylamide globally and in the hydraulic fracturing perimeter.

окончанием в нетрадиционных резервуарах бурится на ТРИЗ. Достигнуты впечатляющие результаты: максимальная глубина горизонтальной части достигает 2200 м, средний срок строительства скважины составляет 45 суток. Имеется опыт работы со сложными объектами, а также в области строительства нестандартных скважин.

Денис Закружный рассказал об оснащенности парка буровых установок, в том числе мобильных, о сервисах и рецептурах буровых и тампонажных растворов собственной разработки, которым в компании уделяется большое внимание, об импортозамещении западных телеметрических систем и развитии собственного сервиса ННБ в РФ, собственном предприятии «Белоруснефти» по ремонту и восстановлению как буровых, так и насосно-компрессорных труб.

Заключительная часть доклада была посвящена обучению персонала в Международной Бизнес-Академии, входящей в состав компании «Белоруснефть» на не имеющем аналогов в СНГ тренажере с киберкреслом DrillSim-5000. Все участники процесса бурения скважин по стандартам «Белоруснефти» должны иметь международный сертификат НАУС, который выдает данная Бизнес-Академия и с которым они могут оказывать услуги по строительству скважин для любой нефтегазодобывающей компании СНГ.

Опыт ГРП на ТРИЗ в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» обобщил ведущий инженер отдела капитального ремонта скважин управления

The requirements for fractional quartz sands were established in comparison with proppants that serve as a asclinant agent for hydraulic fracturing, and the experience of using sands in the Gazpromneft company was generalized. The technological properties of polyacrylamide needed

to perform hydraulic fracturing were characterized.

Speaking on the evolution of the oil service unit was **Denis Zakrzhny**, head of Belorusneft's well technology and servicing department. He gave a brief overview of the Belorusneft company to everyone in attendance, outlining its goals, development trajectory, and outstanding accomplishments.

В настоящее время в компании задействованы три флота ГРП – два стандартных и один высокорасходный. Все – производства Группы ФИД.

Currently, the company operates three hydraulic fracturing fleets – two standard and one high-flow. All are produced by the FID Group.

The direction in which the drilling was done was emphasized. Slides demonstrating the dynamics of the oil service unit's volume growth over the previous five years with a fixed crew count of fourteen drilling crews were displayed. The quantity of wells, the average mechanical penetration rate, and the commercial speed all grew by nearly 1.5 times over this period.

A comprehensive program of activities, which will facilitate the involvement of hard-to-recover-reserves in development, has been planned for the period until 2030. It includes updating and modernizing the drilling rig fleet, introducing new technologies and equipment, carefully selecting third-party contractors, analyzing drilling conditions, improving the formulations of drilling

скважинных технологий и сервиса центрального аппарата компании **Владимир Марченко**. Он рассказал о развитии технологий ГРП в компании, берущем начало в 2007 году. Была дана характеристика нетрадиционных запасов Речицкого месторождения (крайне низкая проницаемость, очень низкие пластовые температуры, чрезвычайно высокая глинистость), перечислены подготовительные мероприятия, предшествующие разработке. Подробно рассказано о процессе заканчивания скважин.

В настоящее время в компании задействованы три флота ГРП – два стандартных и один высокорасходный. Все – производства Группы ФИД. Особого внимания заслуживает смесительная установка с максимальным расходом 22 м<sup>3</sup>/мин, все гидравлические мощности которой переориентированы на подачу пропанта.

Конструкторами Группы ФИД для «Белоруснефти» была создана импортонезависимая от санкций недружественных стран насосная установка для ГРП с мощностью двигателя 2500 л. с. и максимальной производительностью 3950 л/мин, которая уже отлично отработала более 600 моточасов. В качестве жидкости разрыва «Белоруснефть» традиционно использует только рецептуры собственной разработки на основе

Конструкторами Группы ФИД для «Белоруснефти» была создана импортонезависимая от санкций недружественных стран насосная установка для ГРП с мощностью двигателя 2500 л. с. и максимальной производительностью 3950 л/мин, которая уже отлично отработала более 600 моточасов.

The designers of the FID Group for Belarusneft created an import-independent pumping unit for hydraulic fracturing with an engine power of 2500 hp and a maximum productivity of 3950 l/min, which has already worked perfectly for more than 600 operating hours.

and grouting fluids, optimizing well designs, motivating personnel, etc.

Horizontal wells have been drilled at Belarusneft since 1991. Since 2019, work with hard-to-recover reserves began – the first horizontal well was built for these deposits, designed for development using the multi-stage hydraulic fracturing method with the Plug&Perf cluster technology in the unconventional reservoir of the I-III intersalt reservoir units of the Rechitsa field (well No. 411g Rechitskaya). Currently, half of the well stock with horizontal completion in unconventional reservoirs is drilled in the hard-to-recover reserves. Impressive results have been achieved: the maximum depth of the horizontal part reaches 2200 m, the average construction time for a well is 45 days. We have experience working with

complex objects, as well as in the field of construction of non-standard wells.

D. Zakruzhny spoke about the equipment of the fleet of drilling rigs, including mobile ones, about the services and formulations of drilling and grouting fluids of his own design, to which the company pays great attention, about the import substitution of Western telemetry systems and the development of its own oil and gas drilling service in the Russian Federation, Belarusneft's own enterprise " for the repair and restoration of both drill tubes and coiled tubing.

The final part of the report was devoted to the training of personnel at

биополимерного или синтетического гелеобразователя.

Были даны технические характеристики проведенных ГРП, показаны преимущества высокорасходного флота ГРП перед стандартным. Представлены схемы расстановки оборудования при стандартном и высокорасходном ГРП, а также схема буровой вместе с флотом ГРП и расстановка оборудования при выполнении ГРП по технологии Zipper Frac. Показаны векторы развития компании при проведении рефраков.

Вторая презентация, озвученная В. Марченко, была посвящена фракционным пескам для ГРП. В последние годы на рынке ощущается нехватка расклинивающих материалов для ГРП. В «Белоруснефти» было принято решение создать собственное предприятие по производству фрак-песка. Предварительно были выполнены масштабные исследования применимости белорусских карьерных песков для проведения ГРП по технологии Plug & Perf в нетрадиционном коллекторе. Всего было исследовано 44 пробы песка из 13 месторождений, выполнена оценка технической характеристики песка фракций 30/50 и 40/70 на соответствие API/ISO. Новое предприятие ПУ «БелКварц», оснащенное оборудованием для мокрой и сухой классификации кварцевого песка, провозило наладить его производство в объеме 70–100 тыс. тонн, что достаточно не только для «Белоруснефти», но и на

В «Белоруснефти» было принято решение создать собственное предприятие по производству фрак-песка.

Belorusneft decided to create its own enterprise for the production of frac sand.

the International Business Academy, part of the Belorusneft company, using the DrillSim-5000 cyber-chair simulator, which has no analogues in the CIS. All participants in the process of drilling wells according to Belorusneft standards must have an international NAUS certificate, which is issued by this Business Academy and with which they can provide well construction services for any oil and gas producing company in the CIS.

The experience of hydraulic fracturing on hard-to-recover reserves at the RUE Production Association Belorusneft was summarized by the leading engineer of the well workover department of the well technology and service department of the company's central office, **Vladimir Marchenko**. He spoke about the development of hydraulic fracturing technologies in the company, which began in 2007. The characteristics of the unconventional reserves of the Rechitsa field were given (extremely low permeability, very low reservoir temperatures, extremely high clay content), and the preparatory activities preceding development were listed. The well completion process was described in detail.

Currently, the company operates three hydraulic fracturing fleets – two standard and one high-flow. All are produced by the FID Group. Particularly noteworthy is the mixing unit with a maximum flow rate of 22 m<sup>3</sup>/min, all of whose hydraulic powers are reoriented to proppant supply.

The designers of the FID Group for Belorusneft created an import-independent pumping unit for hydraulic fracturing with an engine power of 2500 hp and a maximum productivity of 3950 l/min, which has

экспорт. Контроль качества сырья и готовой продукции осуществляется в собственной лаборатории ПУ «БелКварц» и контролируется БелНИПИнефть.

Начальник отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата «Белоруснефти»

**Андрей Кобец**

рассказал о направлении ГНКТ в компании. Был дан краткий экскурс развития данного направления начиная с 2007 года, когда была приобретена первая колтюбинговая установка. Она относилась к тяжелому классу (тяговое усилие инжектора – 36 тонн) и была закуплена с прицелом на

самый широкий спектр работ, включая колтюбинговое бурение.

К настоящему времени успешно освоены все стандартные технологические операции с ГНКТ.

Недавно «Белоруснефть» приобрела вторую колтюбинговую установку тяжелого класса УНТ4 производства Группы ФИД. УНТ4 оснащена ГНКТ диаметром 50,8 мм. Максимальное тяговое усилие инжектора – 45 тонн. Эта машина используется главным образом для нормализации забоя ствола скважины после проведения ГПП, в том числе по технологии Plug & Perf.

В ближайшее время «Белоруснефть» ►

Недавно «Белоруснефть» приобрела колтюбинговую установку тяжелого класса УНТ4 производства Группы ФИД. УНТ4 оснащена ГНКТ диаметром 50,8 мм. Максимальное тяговое усилие инжектора – 45 тонн.

Recently, Belarusneft purchased heavy-duty coiled tubing unit, CNT4, manufactured by FID Group. CNT4 is equipped with coiled tubing with a diameter of 50.8 mm. The maximum pulling force of the injector is 45 tons.

already worked perfectly for more than 600 operating hours. Belarusneft traditionally uses only its own formulations based on a biopolymer or synthetic gelling agent as a fracturing fluid.

The technical characteristics of the hydraulic fracturing operations were given and the advantages of a high-flow hydraulic fracturing fleet over a standard one were shown. The layout of equipment for standard and high-flow hydraulic fracturing, as well as the layout of the drilling rig together with the hydraulic fracturing fleet and the layout of equipment when performing hydraulic fracturing using Zipper Frac technology are presented. The company's development vectors during refractions are shown.

The second presentation, voiced by V. Marchenko, was devoted to fractionated sands for hydraulic fracturing. In recent years, there has been a shortage of proppant materials for hydraulic fracturing on the market. Belarusneft decided to create its own

enterprise for the production of frac sand. Previously, large-scale studies were carried out on the applicability of Belarusian quarry sands for hydraulic fracturing using Plug & Perf technology in an unconventional reservoir. A total of 44 sand samples from 13 deposits were examined, and the technical characteristics of sand of fractions 30/50 and 40/70 were assessed for compliance with API/ISO. The new enterprise BelQuartz, equipped with equipment for wet and dry classification of quartz sand, made it possible to establish its production in the amount of 70–100 thousand tons, which is enough not only for ►

намерена иметь в арсенале колтюбинговую установку, которая будет оснащена инжектором с тяговым усилием 63 тонны, что позволит работать с ГНКТ диаметром 60,3 мм и качественно осваивать скважины протяженностью горизонтальных участков до 3000 м.

В заключительной части А. Кобец представил информацию по бурению на ГНКТ с использованием систем направленного бурения производства СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Оборудование отработало на техническом пределе практически без отказов. Бурение на ГНКТ – очень перспективная технология. Ее основное преимущество – сохранение коллекторских свойств пласта и повышение удельных дебитов.

Во второй половине дня 29 февраля организовано знакомство с производственным предприятием СООО «Натрикс». Участникам встречи была предоставлена возможность ознакомиться с оснащением производства, оборудованием, находящимся в процессе сборки, условиями труда работников.

Демонстрация оборудования, находящегося в производстве, включала осмотр находящегося на начальной стадии сборки установки смешивательной УС600, установки дозирования химических реагентов УХР6, установки гидратационной НТ25, двух комплексов для бурения РС3-41, бурового модуля РС3-41.10. Был представлен инжектор МПТ45 (готовность 95%), а также готовая и уже испытанная установка насосная.

Специалисты Минского завода колесных тягачей, традиционного партнера Группы ФИД, представили шасси МЗКТ, предназначенные под нефтегазовое

Belorusneft, but also for export. Quality control of raw materials and finished products is carried out in the own laboratory of PU “BelQuartz” and is controlled by BelNIPIneft.

**Andrei Kobets**, the chief of the well overhaul division under the well technology and servicing division of Belorusneft's central office, discussed the company's strategy for using coiled tubing. An outline of the project's progress since the acquisition of the first coiled tubing unit in 2007 was provided. It belonged to the heavy class (injector pulling force 36 tons) and was purchased with an eye to the widest range of work, including coiled tubing drilling. To date, all standard technological operations with coiled tubing have been successfully mastered.

Recently, Belorusneft purchased a second heavy-duty coiled tubing unit, CNT4, manufactured by FID Group. CNT4 is equipped with coiled tubing with a diameter of 50.8 mm. The maximum pulling force of the injector is 45 tons. This machine is used mainly for normalizing the bottom of the wellbore after hydraulic fracturing, including using the Plug&Perf technology.

In the near future, Belorusneft intends to purchase a coiled tubing unit, which will be equipped with an injector with a tractive force of 63 tons, which will allow working with coiled tubing with a diameter of 60.3 mm and high-quality development of wells with a length of horizontal sections of up to 3000 meters.

In the final part, A. Kobets presented information on drilling on coiled tubing using directional drilling systems produced by SJSC Novinka (FID Group). The equipment worked at its technical limit with virtually

оборудование, познакомили с их техническими характеристиками и конструктивными особенностями.

Кульминацией встречи на «Натриксе» стала демонстрация на стенде работы колтюбинговой установки УНТЗ в автоматическом режиме. К установке был подключен дефектоскоп ДТ2.

Участникам встречи была предоставлена возможность получить самую полную информацию об оборудовании, выпускаемом Группой ФИД, ведь, как гласит народная мудрость, лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать. ☉

no failures. Coiled tubing drilling is a very promising technology. Its main advantage is the preservation of the reservoir properties of the formation and an increase in specific debits.

In the afternoon of February 29, an acquaintance with the production enterprise of Natrix JLLC was organized. The meeting participants were given the opportunity to get acquainted with the production equipment, the equipment in the process of assembly, and the working conditions of workers.

The demonstration of equipment in production included an inspection of



the US600 mixing unit, the UHR6 chemical dosing unit, the HT25 hydration unit, two RS3-41 drilling complexes, and the RS3-41.10 drilling module, which are at the initial stage of assembly.

The MPT45 injector (95% readiness) was presented, as well as a ready-made and already tested pumping unit.

Specialists from the Minsk Wheel Tractor Plant, a traditional partner of the FID Group, presented MZKT chassis designed for oil and gas equipment and introduced them to their technical characteristics and design features.

The culmination of the meeting at Natrix was the demonstration

at the stand of the operation of the UNT3 coiled tubing unit in automatic mode. A DT2 flaw detector was connected to it.

The meeting participants were given the opportunity to receive the most complete information about the equipment produced by the FID Group, because, as popular wisdom says, it is better to see once than to hear a hundred times. 📍



*Участники  
встречи посещают  
производство  
Meeting participants  
visit production*





# Технология кислотоструйного бурения «ФракДжет-Волга» для интенсификации добычи нефти и газа

## Well Stimulation with Acid Jet Drilling: FracJet-Volga's Profound Expertise

О.В. ВОИН, руководитель научно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга»

Oleg VOIN, Head, Research & Engineering Center, FracJet-Volga LLC

Недропользователи зачастую сталкиваются с проблемами при интенсификации притока из карбонатных коллекторов продуктивных отложений. В первую очередь это связано со строением самого коллектора и системой заканчивания скважин. Нередко используется схема заканчивания скважин с открытым стволом в карбонатном коллекторе. Карбонатный коллектор может длительное время быть необсаженным, при этом не происходит обвал или разрушение сформированного ствола. Особенно это актуально в коллекторах с высоким содержанием сероводорода в продукции. Однако такая схема заканчивания имеет и свои недостатки: продукция из карбонатных коллекторов обычно поступает по микротрещинам и в процессе эксплуатации скважины ее дебит падает.

### МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Существует несколько способов восстановления продуктивности скважин данного типа. Обычно это кислотная обработка или применение потокоотклоняющих

Well stimulation in carbonate reservoirs often poses various challenges to well operators. This is primarily due to the structure of the reservoir and the well completion systems. It is common for carbonate reservoirs to have an open-hole completion design as it can remain stable for a long time without caving in or hole erosion. This is especially true in reservoirs with high H<sub>2</sub>S fluid. However, the open-hole design has certain drawbacks, namely the production fluid usually flows through microcracks, and the flow rate therefore inevitably decreases.

### WELL STIMULATION

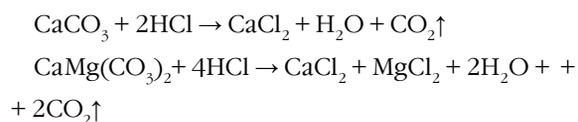
There might be several methods of well stimulation employed in carbonate reservoirs featuring fractured rock. It usually makes little sense to perform hydraulic fracturing in these conditions. Typically, flow diverter technologies are used to redirect the flow by changing the physical properties of the diverter when the pH changes. Acidizing can also be a solution although acid jobs are not always economically viable as it is impossible to perform selective treatments. Therefore, the

составов, которые перераспределяют поток в процессе обработки за счет изменения физических свойств состава при изменении рН. Гидроразрыв пласта (ГРП) в данных условиях обычно провести невозможно. Эффективность кислотных обработок не всегда имеет экономическое обоснование, поскольку невозможно провести селективную обработку. Поэтому к выбору геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на карбонатных коллекторах нужно подходить очень тщательно.

Чтобы решить задачу интенсификации притока в открытом необсаженном стволе, «ФракДжет-Волга» предложила заказчику технологию кислотоструйного бурения (КСБ). Компания оказывает услуги по КСБ с 2012 года. Эта технология позволяет создавать дополнительные боковые стволы из основного с применением установки гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в необсаженной части продуктивного пласта. Использование колтюбинговой установки дает возможность проводить работы без привлечения бригады КРС, не извлекая спущенное подземное оборудование. Кислотный состав прокачивается через ГНКТ под большим давлением. Компонировка содержит гидроотклонители, которые из-за высокого давления отклоняются на заданный угол, и насадка упирается в открытую часть продуктивного пласта. Последующее разрушение горной породы продуктивного пласта происходит за счет двух факторов. Первый из них – гидромониторный эффект. Жидкость выходит из насадки с большой скоростью. Ее кинетическая энергия позволяет разрушать породу перед собой. ►

careful selection of a well intervention method in carbonate reservoirs is of utmost importance.

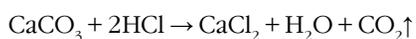
To enhance the production in open holes, FracJet-Volga offered its customer the advantages of acid jet drilling. The company has been successfully implementing the technology since 2012. The method employs a coiled tubing unit to drill additional sidetracks from the main hole in the open part of the pay zone. The use of a coiled tubing unit ensures a remarkable advantage of performing the job without a workover team and without pulling the equipment out of hole. The acid is pumped through the coiled tubing at high pressure. The bottom-hole assembly (BHA) contains a hydraulic kickover knuckle joint that is pressure-deflected at a given angle thus pointing the nozzle at the open part of the formation. There are two factors that contribute to the rock breaking. Firstly, it is the jetting impact that consists in the liquid coming out of the nozzle at high speed and thus producing enough kinetic energy to destroy the rock in front of the nozzle. But jetting alone is not sufficient to move the BHA forward in a carbonate reservoir. Additionally, inhibited hydrochloric acid is used as the working agent to react with the carbonate rock and dissolve it. The chemical reaction of a carbonate reservoir with hydrochloric acid can be expressed as follows:



The reaction produces some water-soluble salts, water and carbon dioxide.

As a result, the newly formed laterals open up additional channels, expand drainage areas, and involve idle layers. ►

Но одного гидромониторного эффекта в карбонатном коллекторе недостаточно для продвижения компоновки низа колонны (КНК) вперед. В связи с этим в качестве рабочего агента используется ингибированная соляная кислота, которая взаимодействует с карбонатным коллектором и растворяет его. Химическую реакцию карбонатного коллектора с соляной кислотой можно отразить следующим образом:



В результате получают растворимые в воде соли, вода и углекислый газ.

Сформированные стволы вскрывают дополнительные каналы и позволяют расширять зоны дренирования и вовлекать неработающие пропластки.

### ХОД РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Для разработки технологии специалисты «ФракДжет-Волга» изготовили стенды для подбора оптимальных насадок, рабочих давлений и расходов для проведения работ на мраморных блоках с кислотным составом. На рисунке 1 приведены фото испытания работы насадок различной формы. С помощью этого стенда была подобрана оптимальная насадка для получения максимальных скоростей при КСБ. После отработки технологии формирования стволов в поверхностных условиях специалисты «ФракДжет-Волга» приступили к разработке гидроотклонителей. На рисунке 2 – стендовые испытания гидроотклонителя с нагрузкой.

После проведения испытаний КНК на поверхности и переговоров

### ACID JET DRILLING TECHNOLOGY

The optimal nozzles, operating pressures and flow rates were selected by exposing marble units to acid attacks at the testing unit designed and made by FracJet-Volga. Figure 1 shows the traces left by the tested nozzles of various shapes. The most efficient nozzles were selected to obtain maximum rates during the acid jet drilling operation. Also, FracJet-Volga R&E team developed a number of hydraulic kickover knuckle joints that have been successfully tested in the lab and then used in the field. Figure 2 illustrates load tests of hydraulic knuckle joints.

After the BHA testing and negotiations with the customer, FracJet-Volga proceeded with operations on the Astrakhan Gas Condensate Field (AGCF). With the vertical depth of the pay zone of about 4000 m (13,000+ ft), the reservoir temperature of +120 °C (248 °F), H<sub>2</sub>S up to 32%, and CO<sub>2</sub> up to 18%, it has earned its reputation as one of the most complicated fields in the world. No survey tool was used in the first jobs, and therefore the maximum drilled depth did not exceed 25 m (82 ft), which imposed certain restrictions on the technology. The first operations displayed the improvement potential for the hydraulic kickover knuckle joints. Subsequently, our team modified the knuckle joints to significantly upscale their performance.

### ACID JET DRILLING WITH AN AUTONOMOUS SURVEY TOOL

The next stage in the development of the technology was running an autonomous survey tool with the BHA. The tool served as the operator's

с заказчиком приступили к выполнению работ на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ). Это одно из самых сложных месторождений в мире: вертикальная глубина залегания продуктивного пласта составляет порядка 4000 м, пластовая температура +120 °С, содержание сероводорода в продукции – до 32%, содержание CO<sub>2</sub> – до 18%. При проведении первых работ на скважине инклинометр не применялся, в связи с чем старались делать стволы протяженностью не более 25 м. Это накладывало определенные ограничения на технологию. В процессе проведения работ были определены возможности для совершенствования работы гидроотклонителей. В дальнейшем гидроотклонители модернизировали для повышения их работоспособности.

### ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНОГО ИНКЛИНОМЕТРА ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ КСБ

Следующим этапом развития технологии стало применение автономного инклинометра, который был включен в компоновку и стал «глазами» специалистов «ФракДжет-Волга». Несмотря на автономность, он позволил получать информацию о формируемых стволах в процессе проведения работ после подъема КНК на поверхность. На рисунке 3 – вид

“eyes”, and after the BHA was retrieved to the surface, it gave us the required data, namely the inclination and the azimuth. Figure 3 shows a top view of three laterals formed from the main borehole in Well No. 2100, Astrakhan.

Having analyzed the data obtained during the operations, we introduced a number of improvements and upgraded both the BHA and the survey tool design. Even after the survey tool was introduced, the depth of the channels was still limited by two factors. First, it was essential to minimize the risks of equipment failure due to the long exposure of the BHA to the highly corrosive environment. And secondly, there were certain limitations on the amount of acid.

An autonomous logging tool was utilized to record the data and ensure precise BHA positioning. And yet the use of autonomous devices faced multiple challenges.



*Рисунок 1 – Фото испытания работы насадок различной формы*

*Figure 1 – Nozzle testing*

сверху трех стволов, сформированных из основного ствола в скважине № 2100 АГКМ. Данные по стволам были получены с помощью автономного инклинометра, который предоставлял информацию по зенитному и азимутальному углам.

Анализируя эти сведения, специалисты приступили к совершенствованию технологии и добились модернизации не только КНК, но и инклинометра. После ввода инклинометра длину каналов продолжали ограничивать по двум факторам. Во-первых, с учетом минимизации рисков выхода оборудования за счет длительного нахождения КНК на забое в агрессивной среде и, во-вторых, принимая во внимание ограниченное количество кислотного состава.

Для более точного позиционирования КНК на забое перед проведением работ выполняли запись автономным прибором. Однако работа с автономными приборами была сопряжена с определенными трудностями.

### КИСЛОТОСТРУЙНОЕ БУРЕНИЕ НА ОНГКМ

Получив бесценный опыт по проведению данных работ на АГКМ,

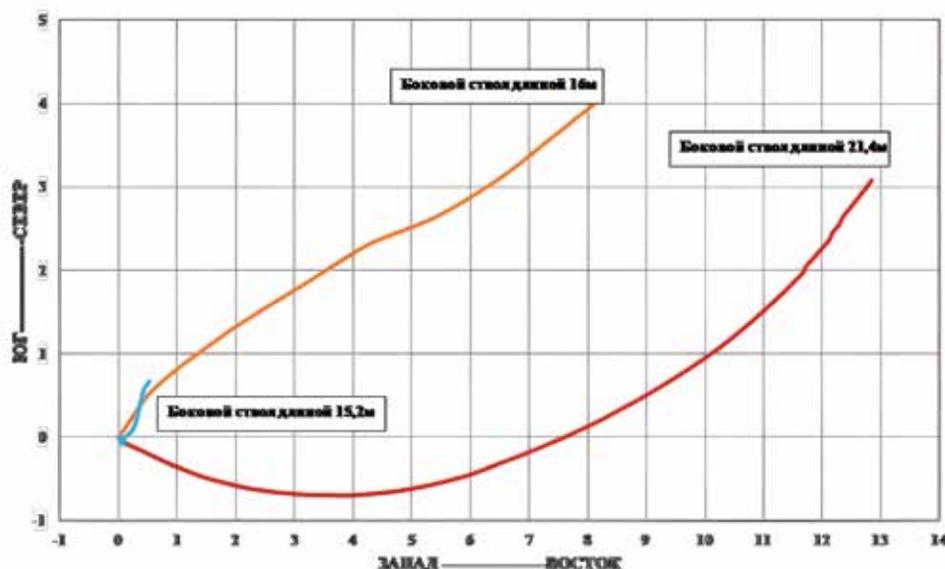


**Рисунок 2 – Стендовые испытания гидрокотклонителя с нагрузкой**

**Figure 2 – Hydraulic kickover knuckle joint load testing**

### FIELD CASE – ORENBURG

The track record of successful drilling in Astrakhan motivated FracJet-Volga to expand the geographical range for the technology. After negotiations with the customer, the Orenburg Oil and Gas Condensate Field was chosen because the reservoirs of this field are also known to be formed by carbonate rock. Hydrogen sulfide and carbon dioxide are significantly lower in Orenburg compared to Astrakhan.



**Рисунок 3 – Вид сверху трех стволов, сформированных из основного ствола в скважине № 2100 АГКМ**

**Figure 3 – Laterals drilled away from the main borehole in Well No. 2100, Astrakhan Gas Condensate Field**

«ФракДжет-Волга» решила применять его на других месторождениях. После переговоров с заказчиком для опробования технологии было выбрано Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ). Продуктивные пласты этого месторождения также представлены карбонатными коллекторами. Содержание сероводорода и углекислого газа в продукции значительно ниже, чем в Астрахани. В связи с этим планировалось начать создание более протяженных каналов (первоначально до 50 м) с зарезкой из горизонтального ствола.

При проведении работ столкнулись со многими трудностями, в первую очередь с выходом из строя КНК. Основная сложность заключалась в том, что все оборудование должно было быть изготовлено наружным диаметром не более 50–51 мм, при этом выдерживать длительное нахождение в коррозионной среде и значительные нагрузки. Для решения этой проблемы компоновка низа колонны подверглась многократным модификациям. Начиная работать с гидроотклонителями второй и третьей версий, специалисты «ФракДжет-Волга» закончили уже с гидроотклонителями седьмой и восьмой версий. При этом дополнительно был разработан ряд уникальных гидроотклонителей с возможностью стабилизации направления.

### СОЗДАНИЕ КАБЕЛЬНОГО ИНКЛИНОМЕТРА

Одной из самых сложных доработок КНК стало создание кабельного инклинометра. На рисунке 4 представлен скриншот программы визуализации данных

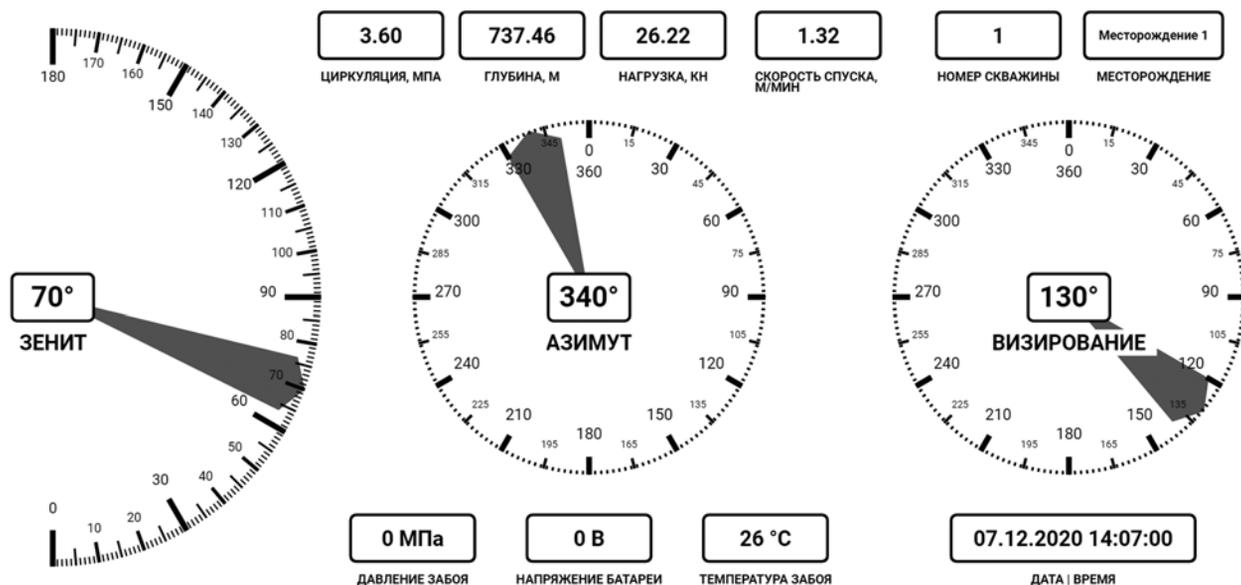
Therefore, longer laterals were planned (initially up to 50 m / 165 ft) to be sidetracked from a horizontal borehole.

The first of the challenges the team was to encounter was the failure of the BHA. It was imperative that the equipment featured the maximum outer diameter of 50–51 mm (2.0 in.) while withstanding long exposure to a corrosive environment and significant loads. To address these challenges, several modifications of the BHA design were introduced. While the first jobs were performed with hydraulic kickover knuckle joints versions No. 2 and 3, the last operations utilized the tools of the seventh and eighth versions. As a supplementary measure, FracJet-Volga R&E team also developed unique hydraulic knuckle joints that stabilize the drilling direction.

### MWD TOOL

The most enhanced change to the BHA was the addition of measurement while drilling (MWD), namely a directional survey tool run on a wireline. As the MWD tool proved to be effective, it was decided to integrate it into the technology. Figure 4 shows the data visualization program employed during all the operations.

It was the application of the MWD tool that allowed us to drill longer laterals (as shown in Figures 5 and 6). When approaching the oil-water contact, the work would be suspended. The longest sidetrack drilled was 110 m (360 ft) MD, however, there were restrictions on the amount of acid and the weight-on-bit. Table 1 shows the well production before and after the acid jet drilling operations. The increase

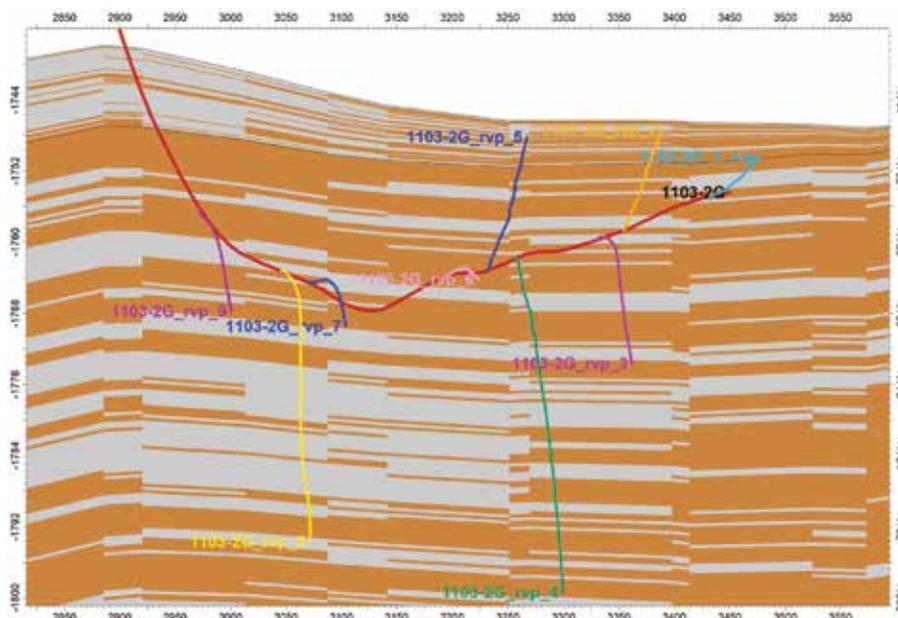


**Рисунок 4 – Скриншот программы визуализации данных в процессе проведения работ**  
**Figure 4 – A screenshot of the data visualization program**

в процессе проведения работ. Поскольку инклинометр доказал свою эффективность, постепенно перешли на его применение.

Получение данных с инклинометра в режиме реального времени позволило создавать стволы большей протяженности (рис. 5 и б). При приближении к водонефтяному контакту работы останавливали.

«ФракДжет-Волга» удалось добиться получения стволов до 110 м, однако были ограничения по количеству кислотного состава и доносимой нагрузки. В таблице 1 приведены результаты отработки скважин после КСБ. Увеличение обводненности связано с большим количеством закачанного кислотного состава и последующим выносом продуктов реакции. По другим скважинам данных нет. Все данные по скважинам



**Рисунок 5 – Получение данных с инклинометра в режиме реального времени позволило создавать стволы большей протяженности**

**Figure 5 – An MWD tool allowed the team to drill longer laterals**

in water cut is associated with a large amount of acid injected and the subsequent cleanout of reaction products. There are no data available for other wells. All the data have been taken from open sources.

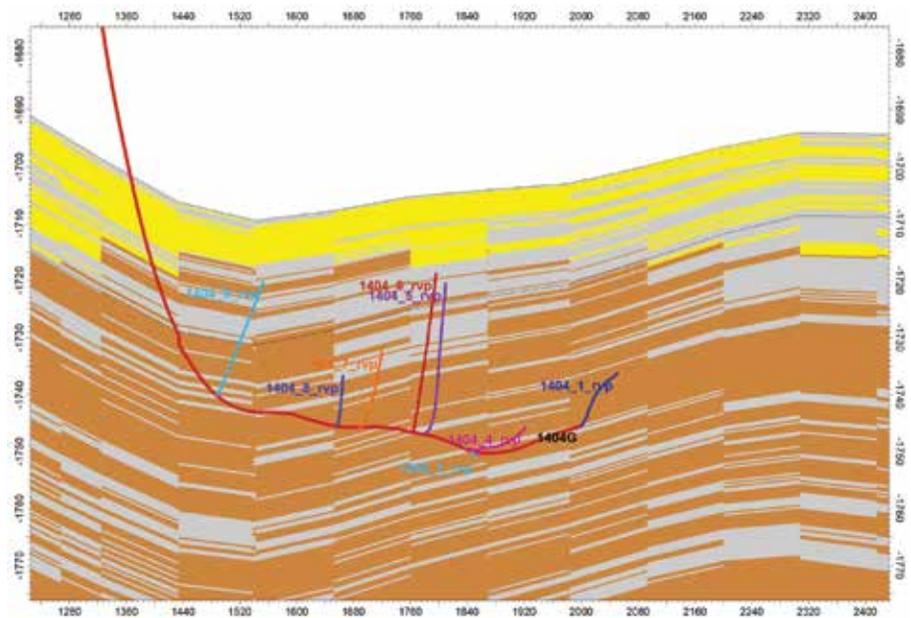
**ACID JET AND JET DRILLING TECHNOLOGIES OUTLOOK**

In Orenburg, an experimental project was implemented to drill

взяты из открытых источников.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ КИСЛОТОСТРУЙНОГО И ГИДРОМОНИТОРНОГО БУРЕНИЯ**

На ОНГКМ были проведены экспериментальные работы по созданию каналов с возможностью управления направлением формирования канала. Для этого в КНК включили поворотное устройство



**Рисунок 6 – Получение данных с инклинометра в режиме реального времени позволило создавать стволы большей протяженности**

**Figure 6 – An MWD tool allowed the team to drill longer laterals**

**Таблица 1 – Результаты отработки скважин после КСБ**

**Table 1 – Production before and after acid jet drilling**

Скважина Well No.	Длительность работ, сут. Elapsed time, days	Остановочные параметры Before Acid Jet Drilling Job						Текущие параметры After Acid Jet Drilling Job				
		Ож, м³/сут. Fluid, cubic meters/day	Он, т/сут. Oil, tons/day	Обв., % Water Cut, %	Дебит газа, тыс. м³/сут. Gas, thousand cubic meters/day	Газовый фактор, тыс. м³/т Gas Factor, thousand cubic meters/ton	Рзоб., атм Bottomhole Pressure, atm	Ож, м³/сут. Fluid, cubic meters/day	Он, т/сут. Oil, tons/day	Обв., % Water Cut, %	Дебит газа, тыс. Gas, thousand cubic meters/day	Газовый фактор, тыс. м³/т Gas Factor, thousand cubic meters/ton
1404G	50	4,9	4,1	0	2,9	0,60	57,5	8,5	7,1	0	4,9	0,69
1356G	33	13,3	11,4	0	8,2	0,62	54,0	18,0	20,2	0	27,9	1,85
1103-2G	18	7,7	6,4	0,4	3,5	0,46	53,0	54,4	20,5	10	16,5	0,41
1134G	20	5,4	4,5	1	6,4	1,18	61,1	17,8	14,0	6	31,5	2,25
1044-2G	22	4,9	3,8	6	7,2	1,46	59,0	12,6	15,1	22,0	18,5	2,26
1094G	24	5,6	4,7	0	1,2	0,22	52,9	25,3	14,49	14	31,6	1,74
1309G	30	7	5,9	0	2,0	0,28	63,6	24,0	11,53	32	4,5	0,33
1244G	26	15,2	12,3	3,1	5,7	0,38	51,1	51	31,3	24	13,7	0,58

с гидравлическим управлением, которое изменяло направление формирования ствола за счет поворота КНК на определенный

lateral wellbores while controlling the direction of drilling. This was accomplished by utilizing a hydraulic indexing tool, thus changing the direction of drilling by rotating the

угол. Однако на это требовались время и остановки при работе. После подъема КНК было выявлено, что поворотное устройство непригодно для повторной СПО в связи с тем, что в малом габарите КНК не получилось использовать кислотостойкие и сероводородостойкие материалы.

Необходимо переработать конструкцию КНК либо увеличивать ее диаметр. Решение этой проблемы позволит создавать стволы протяженностью до 200–300 м.

К сложностям применения технологии можно также отнести большое количество кислотного состава, необходимое для формирования канала. Для решения этой проблемы «ФракДжет-Волга» развивает технологию гидромониторного бурения (ГМБ), при использовании которой формирование ствола получается только за счет энергии жидкости.

Одним из направлений дальнейшего развития технологий КСБ и ГМБ является переход от карбонатных коллекторов к терригенным, что требует решения вопроса с обсадкой сформированного ствола.

Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что технология КСБ доказала свою работоспособность и эффективность. «ФракДжет-Волга» готова развивать и внедрять технологии кислотоструйного и гидромониторного бурения у заказчиков и дальше. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Поляков И., Касымов К., Сафаров В., Еникеев Р. Туннелирование на АГКМ // Пульс Аксарайска. – № 20. – 13.05.2016. – С. 5
2. Прокуратов Д. Интенсификация добычи с применением кислотного туннелирования на нефтяных продуктивных отложениях восточного участка оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Точная наука – 2021. – С. 13–18.

BHA by a given angle. However, this approach was rather time-consuming. After retrieving the BHA out of hole, it was discovered that the indexing tool was not fit for further operation as the small assembly size prevented us from using acid-resistant and H<sub>2</sub>S-resistant materials to make the tool. The possible solutions thereto include either modifying the BHA design or increasing its diameter. Once a viable solution is found, boreholes of up to 200–300 m (650–1000 ft) MD can be drilled.

The challenges associated with the acid jet drilling technology also include the large amount of acid required to form a lateral. To address this complexity, FracJet-Volga is developing the technology of jet drilling where the formation of a borehole is achieved by utilizing the energy of the liquid only.

Apart from that, acid jet drilling and jet drilling technologies might be further developed by a transition from carbonate to terrigenous reservoirs, which requires the casing of the drilled borehole.

To recapitulate, it might be concluded that the acid jet drilling technology has proven to be an efficient solution for well stimulation. FracJet-Volga is developing and offering its customers the advantages of acid jet and jet drilling technologies. ©

#### REFERENCES

1. Polyakov, I., Kasymov, K., Safarov, V., Enikeev, R. (2016). Acid tunneling at the AGKM. Pulse of Aksaraysk, 20, p. 5
2. Prokuratov, D. (2021) Well stimulation by acid jet drilling in oil deposits of the eastern block of the Orenburg oil and gas condensate field. Exact Science, pp. 13–18.



**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

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ISoTA 2023 (часть 2)

*Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ISoTA прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, 21-22 марта 2023 года. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ISoTA).*

## **Секция 6. Стимулирование притока, охват и нетрадиционное применение технологий**

### **Сравнительный анализ технологий обеспечения сообщения между скважиной и пластом – комплексный подход с точки зрения интенсификации притока, внутрискважинных работ и лабораторных исследований**

*Абдул Муктадир Хан, SLB; Муртада Дж. Альтаммар, Халид М. Альрувайли, Талал О. Альмутари, Saudi Aramco; Даниш Ахмед, Галлям Айдагулов, Хусейн Аль-Дакхель, Мустафа Аббад, SLB*

Разрушение породы и формирование трещины в условиях ограничений по давлению является одной из основных проблем при интенсификации притока в плотных малопроницаемых коллекторах с высоким тектоническим напряжением. Сложность проведения работ возрастает по мере повреждения бурового раствора в условиях репрессии и формирования зоны кольцевых напряжений в призабойной зоне скважины во

время бурения. В некоторых пластах это приводит к тому, что 50% стадий стимулирования притока заканчиваются неудачей, когда не получается осуществить запланированное размещение пропанта или кислоты. Поэтому очень важно обратить внимание на первый этап процесса – технологии, используемые для установления сообщения между скважиной и пластовой породой.

В данной работе будет проведен сравнительный анализ эффективности трех технологий (традиционной перфорации, пескоструйной перфорации с ГНКТ и кольцевых надрезов с помощью ГНКТ) по итогам лабораторных исследований, полевого анализа и, что наиболее важно, непосредственных внутрискважинных работ. В рамках лабораторных экспериментов по эффективности ГРП проводилась оценка снижения давления гидроразрыва при использовании технологии кольцевых надрезов и дискретных перфорационных отверстий. Эти испытания проводились в многоосной нагрузочной раме на цементных

блоках размером 24 × 18 × 18 дюймов, на которых были точно отлиты элементы ствола скважины. В рамках полевого анализа оценивались все три метода путем сравнения изменений индекса приемистости на периферийных скважинах в одних и тех же пластах. Методы проведения работ с применением ГНКТ и изменяемой конфигурацией низа бурильной колонны были подробно описаны и соответствуют сложностям и вызовам, связанным с различными типами заканчивания скважины.

Лабораторные эксперименты по гидроразрыву пласта проводились в условиях фиксированного эффективного давления, что представляет собой общий случай высокого давления разрушения горизонтального необсаженного ствола скважины. Серия испытаний включала базовый вариант: открытый ствол, не подверженный каким-либо вмешательствам, с минимальным напряжением, кольцевой надрез, а также одиночные и тройные перфорационные отверстия в одной плоскости. Надрезы и перфорационные отверстия также исследовались в условиях горизонтальной скважины с отклонением по азимуту. Лабораторные эксперименты подтвердили теоретически предсказанное превосходство кольцевых надрезов над перфорационными отверстиями и показали, что надрезы могут снизить давление инициирования трещины до 40%. Для проведения анализа в полевых условиях было выбрано шесть скважин со схожими пластовыми и геологическими условиями. Индекс приемистости скважин рассчитывался с учетом

максимальных давлений и дебитов, достигнутых с помощью различных технологий. В случае пескоструйной перфорации и кольцевых надрезов увеличение приемистости было до 7 раз выше по сравнению с традиционной перфорацией в обсаженных и открытых стволах, соответственно, в скважинах, в которых изначально регистрировалась приемистость. В некоторых случаях эти методы позволили получить приемистость там, где изначально ее не было, что привело к масштабному увеличению объемов добычи. Наконец, были разработаны систематические рабочие процессы по доставке ГНКТ и проведению работ с учетом различных конфигураций заканчивания скважин: пескоструйная перфорация в обсаженном стволе, кольцевые надрезы в открытом стволе, кольцевые надрезы в открытом стволе с установленными пакерами и муфтами ГРП.

В статье представлено уникальное комплексное сравнение трех основных технологий обеспечения сообщения скважины и пласта, что позволит усовершенствовать технологические процессы для повышения эффективности интенсификации притока и эксплуатации скважин.

Усовершенствованные рабочие процессы позволят увеличить добычу из малопроницаемых коллекторов, снизить затраты на заканчивание скважин, а также сократить выбросы в атмосферу благодаря сокращению объема операций.

**Самый глубокий в мире многостадийный гидроразрыв пласта, проведенный за одну СПО**

**с помощью ГНКТ диаметром 2 7/8 дюйма длиной 7400 м: разработка метода и опыт** Норвегии

*Азван Кеонг, Нельсон Хаймес, Адлет Мусенов, Эктор Грагерол, SLB; Бьёрн Остебё, Макс Сёренсен, Карстен Май, Янн Калин, Aker BP*

На месторождениях Валхолл и Ход внедряется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) за одну СПО, позволяющая за один день стимулировать от двух до четырех зон, в то время как при традиционном ГРП в среднем на одну зону уходит по 2-3 дня. Последние научные разработки направлены на снижение эксплуатационных затрат при одновременном ускорении ввода скважин в эксплуатацию. Одним из способов достижения этой цели является дальнейшее совершенствование методики МГРП за одну СПО путем проведения гидроразрыва пласта через колонну ГНКТ.

В традиционном МГРП используется метод Plug & Perf (установка пробки и проведение перфорации), при котором каждая стадия завершается отдельно от другой. При заканчивании с помощью сдвижной муфты ГНКТ используется для управления муфтами, а закачка пропанта затем производится без ГНКТ в скважине. В рамках метода проведения МГРП за одну СПО, наоборот, используется КНБК, оснащенная инструментом для активации муфт и многосекционным пакером для селективной закачки пропанта по затрубному пространству между ГНКТ и колонной НКТ. В случае недопродавки пропанта излишки удаляются путем прямой циркуляции

через ГНКТ. Описываемый нами новый метод основан на технологии МГРП за одну СПО, только закачка пропанта осуществляется непосредственно через колонну ГНКТ. Любая недопродавка вымывается из ГНКТ путем обратной циркуляции через КНБК без обратного клапана.

Впервые технология проведения МГРП через ГНКТ была применена в скважине с протяженностью ствола 5000 м с использованием ГНКТ диаметром 2 7/8 дюйма и длиной 6700 м. Данные, полученные в ходе этой операции, были использованы для расчета коэффициентов трения. Во второй скважине протяженностью 6500 м применялась ГНКТ длиной 7400 м; стимуляция 10 зон была проведена через ГНКТ, а 2 зон – с помощью традиционного ГРП. При этом на проведение МГРП через ГНКТ ушло всего 8,5 часа, в то время как традиционный ГРП занял 75,6 часа на одну зону. Объем недопродавки был на 50% меньше и излишний пропант удалялся путем обратной циркуляции, что позволило экономить 4 часа на каждой стадии по сравнению с обычным методом МГРП за одну СПО. Третья скважина со стволом протяженностью 6700 м была заглушена с помощью плотного раствора с удельной плотностью 1,35 из-за утечки в заканчивании. Пропант был закачан через ГНКТ и проведена промывка с помощью раствора удельной плотностью 1,04. Повышение давления в ходе промывки в сочетании с разницей в плотности раствора привело к смятию секции ГНКТ выше КНБК. Смятие создало трудности для отцепления КНБК, так как привело к механическому прихвату и затруднило работу механизма

освобождения КНБК путем сброса шара. Соответственно, очень важно понимать ограничения по давлению на ГНКТ, чтобы улучшить дизайн операции по промывке скважины, так как для запуска обратной циркуляции требуется большое начальное усилие.

Проведение МГРП через ГНКТ требует тщательного анализа давления, особенно при проведении операций в глубоких горизонтальных скважинах. В большинстве стандартных программ для моделирования промывки с использованием ГНКТ отсутствуют возможности полного гидравлического моделирования для операций удаления сшитых жидкостей с пропантом с помощью обратной циркуляции. Таким образом, данные, собранные в ходе трех операций, имеют большое значение для совершенствования нового метода. В данном исследовании рассматриваются связанные с этим методом проблемы, аспекты проектирования работ, эксплуатационные показатели и выводы, сделанные по итогам самой масштабной в мире операции МГРП, проведенной через ГНКТ в Северном море.

**Раздвигая границы возможного в плане дизайна и производства гибких насосно-компрессорных труб для работы на мегаскважинах с длиной ствола 50 000 футов в Абу-Даби**

*Ирма И. Гальван, Джenezис Л. Малланао, Гэрри МакКлелланд, Рэй Роуланд, Дэниел Новак, FET – Global Tubing*

На месторождении Верхний Закум поставлен новый рекорд наклонно-направленного бурения – пробурен ствол длиной 50 000 футов, что

выходит за границы производства, оборудования и эксплуатации ГНКТ. Однако в настоящее время уже проводится оценка оборудования и логистических процедур для изготовления ГНКТ по индивидуальному заказу, что позволит расширить производственные возможности и создать многоцелевые ГНКТ с большим рабочим диапазоном, способные выполнять задачи в скважинах разной конструкции и с различной протяженностью ствола, включая недавний рекорд в 50 000 футов.

За последние пять лет в регионе начали применяться высокотехнологичные ГНКТ диаметром 2,375 дюйма и длиной от 31 000 футов до 43 000 футов для обслуживания и проведения работ на скважинах со сложной траекторией и с соотношением длины ствола к фактической вертикальной глубине более 4,5:1. С течением времени происходила эволюция конструкции и длин ГНКТ, стали активно использоваться гидравлические трактора благодаря использованию при производстве труб закаленных материалов, что позволило добиться увеличения соотношения диаметра и толщины стенки ГНКТ, удовлетворяя при этом требованиям по давлению, нагрузке и усталостным характеристикам. Тем не менее бурение все более протяженных горизонтальных стволов требует значительной модернизации оборудования для производства ГНКТ, скважинных инструментов и наземного оборудования.

ГНКТ стали неотъемлемым компонентом сокращения затрат и времени проведения внутрискважинных операций в

регионе, а частота их использования возросла благодаря сотрудничеству между операторами скважин, поставщиками услуг ГНКТ, компаниями – производителями скважинного инструмента и производителями труб в целях улучшения пригодности, надежности и предсказуемости колонн.

Проектирование колонны ГНКТ для мегаскважин с длиной ствола 50 000 футов потребовало применения итерационной методики, которая в значительной степени учитывала фактическую промысловую надежность (фактические показатели нагрузки на растяжение) гидравлических тракторов и химических понизителей трения для определения оптимальной длины ГНКТ и толщины ее стенок. Были максимально использованы производственные возможности ГНКТ и мощности наземного оборудования для оптимизации доступа к стволу скважины. Тщательная оценка каждого этапа процесса производства ГНКТ выявила области, в которых оборудование достигает предельной мощности в соответствии с проектными спецификациями трубы. В рамках исследований рассматривается возможность комплексной разработки наземного оборудования, проектирования, испытания и квалификации производства ГНКТ, что требует капитальных вложений для изготовления массивных колонн ГНКТ. Длина такой колонны будет составлять 10 миль, а вес около 100–110 тонн, включая рабочий барабан. Финансирование столь масштабного проекта в настоящее время находится на рассмотрении, а на принятие окончательного решения влияют спрос со стороны

операторов на такие массивные колонны ГНКТ и прогнозируемая рентабельность инвестиций.

Возможность проведения внутрискважинных работ с помощью ГНКТ имеет решающее значение в рамках стратегий разработки месторождений, а поскольку конструкция скважин становится все более сложной для проведения операций, необходимы специализированные решения для ГНКТ. Таким образом, индустрия производства ГНКТ занимается проектированием и разработкой оборудования, расширяющего нынешние границы возможного, чтобы преодолеть данный разрыв.

**Повышение производительности скважины посредством технологии комплексного динамического отклонения кислотного раствора и распределенного измерения температур в режиме реального времени с помощью ГНКТ в условиях истощенного коллектора на западе Кувейта**

*Салем Хамад Аль Себеа, Абдулла Ибрагим Абу-Эйда, Kuwait Oil Company*

В современных условиях снижения затрат на разработку нефтяных месторождений операторам приходится искать способы заканчивания скважин при минимизации капитальных вложений. В ответ на эти вызовы операторы используют индивидуализированные диагностические услуги и специализированные инструменты в рамках одной СПО, чтобы сэкономить на стоимости буровой установки. ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволяет проводить распределенное измерение температуры (РИТ)



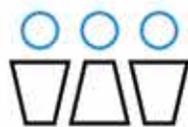
в России

## ПРОИЗВОДСТВО ГНКТ

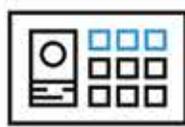
- Широкий ассортимент
- Современное оборудование
- 100% контроль качества на всех этапах производства
- Производство по международным стандартам
- Большой спектр логистических решений
- Индивидуальный подход

*Реклама*

# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических  
и постерных сессий



150+ технических  
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

## Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Реклама

Контактная информация  
+7 (495) 190-7216  
info@rntk.org

Дата и место проведения конгресса  
29 - 31 октября 2024  
Отель Сафмар Лесная  
Москва, ул. Лесная, 15



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

во время кислотных обработок с целью оценки распределения объема жидкости в горизонтальном открытом стволе, закачиваемой с помощью специализированного гидравлического инструмента для создания отверстий и сложных микротрещин.

В данной статье рассматривается процесс кислотной обработки пласта с использованием динамической энергии жидкости для перенаправления потока в наиболее оптимальную зону с целью начала и точного проведения стимуляции притока. Эффективность обработки контролировалась и визуализировалась в режиме реального времени с помощью волоконно-оптической системы РИТ, спускаемой в скважину на ГНКТ. В процессе кислотной обработки, получившем название «комплексное динамическое отклонение», часто используются два независимых потока жидкости: кислотная фаза, подаваемая в колонну, через которую производится обработка, и другие жидкости или вспененный флюид, подаваемый в кольцевое пространство. Две разные фазы смешиваются в скважине под действием высокой энергии, образуя однородную смесь.

Диагностика профиля приемистости с помощью РИТ, проведенная перед осуществлением операции, выявила наличие непроницаемой зоны, поэтому график проведения закачки был соответствующим образом скорректирован. В рамках системы комплексного динамического отклонения это было сделано в режиме реального времени путем изменения глубины и увеличения количества этапов в непроницаемой

зоне. Оценка профиля приемистости с помощью РИТ после окончания работ подтвердила увеличение приемистости в непроницаемой зоне при равномерной закачке по всему открытому участку ствола скважины. Это подтвердило эффективность сочетания измерений в режиме реального времени на ГНКТ и технологии комплексного динамического отклонения с осуществлением двойной параллельной закачки с использованием специального гидравлического инструмента. Проведение работ положительно сказалось на добыче, обеспечив прирост в 500 баррелей нефти в сутки.

Применение технологии комплексного динамического отклонения с РИТ является наиболее подходящим методом для решения уникальных проблем, связанных с эксплуатацией открытых стволов, техническими ограничениями пласта, значительными экономическими затратами и недостаточным использованием высокого потенциала неоднородных коллекторов. В данной работе представлены результаты, полученные по итогам проведения работ по стимулированию ряда зон в боковом стволе скважины, а также опыт внедрения данной технологии, которая теперь может считаться передовым опытом и применяться для решения аналогичных задач и проблем на других месторождениях.

**Новая колтюбинговая технология очистки нестандартных скважин после ГРП без использования забойного двигателя: пример Аргентины**

*Хуан Мартин Миранде, Джованни*

*Паломбицио, Лукас Аревало, Алехандро Марро, Марсело Родригес, SLB; Рауль Красук, Матиас Веккьетти, Vista Energy*

В нестандартных скважинах, законченных МГРП по технологии Plug & Perf, требуется применение ГНКТ для фрезерования пробок. В Аргентине для ввода скважины в эксплуатацию ГНКТ приходится фрезеровать до 60 пробок. Забойные двигатели являются слабым звеном в части качества проведения работ по ряду причин: 1) они применяются для разбуривания сложных материалов в течение длительного времени и 2) они ограничивают мощность насоса и скорость промывки, что снижает эффективность очистки скважины и увеличивает риск прихвата трубы.

Для повышения эффективности операции по заканчиванию скважины вместо композитных пробок были выбраны растворимые пробки. Первоначальные спуски ГНКТ проводились с фрезеровочной КНБК, чтобы устранить риск низкой растворимости пробок. Однако после первых СПО стало очевидно, что пробки практически полностью растворились, а в скважине остались только стальные кнопки-заглушки. Для извлечения этих заглушек на поверхность требовалась высокая скорость откачки. Учитывая превосходную растворимость пробок и требуемую скорость флюида для удаления кнопок-заглушек, конструкция КНБК была упрощена до внутрискважинного инструмента для стволов с большим отходом от вертикали и специализированной гидромониторной головки, что позволило отказаться от забойного двигателя.

Упрощенная КНБК позволила

увеличить предельную мощность насоса в среднем с 3,8 до 4,5 барреля в минуту без какого-либо негативного влияния на циркуляционное давление. Оператор отметил десятикратное увеличение количества кнопок-заглушек, извлеченных на поверхность, что снизило риск прихвата ГНКТ при проведении работ в этих скважинах. Также удалось увеличить скорость промывки, что позволило сократить общее время проведения работ на 25%, снизить затраты и расход дизельного топлива.

Была разработана специальная процедура для случаев, когда в ходе работ с данной КНБК попадался консолидированный песок и обломки пробок, что происходило в среднем три раза в каждой скважине. Для удаления этих отложений увеличивалась скорость насоса для создания более высокой гидравлической энергии и усиления эффекта перемешивания, а в скважину на малой скорости спускали ГНКТ до достижения зоны скопления твердых обломков. Эта процедура позволила миновать все ограничения, связанные с выполнением промывочных работ с использованием ГНКТ. Такой подход также позволил промывать скважины с известными деформациями обсадных колонн, что является весьма распространенной ситуацией для аргентинских нетиповых скважин.

Из 44 скважин 13 были очищены с использованием упрощенной КНБК. Этот новый подход позволил устранить два основных источника непроизводительного времени еще до начала реализации проекта: количество отказов КНБК сократилось с 16 до 8%, и

не произошло ни одного случая прихвата ГНКТ.

Это первое опубликованное исследование, описывающее проведение очистки нестандартной скважины после ГРП без применения забойного двигателя, вместо которого использовались растворимые пробки и адаптированная КНБК. Отказ от забойного двигателя в данном случае значительно повысил надежность и эффективность операции. Применение упрощенной КНБК для очистки скважины на всей протяженности ствола возможно только при высокой эффективности растворения пробок.

**Очистка скважины на ГНКТ в условиях депрессии с использованием многофазного расходомера: оптимизация рабочего процесса и опыт, полученный в Северном море**

*Аблайхан Габдуллин, Азван Кеонг, Яков Шумаков, Эйхаб Серрари, Мэтт Вудкок, Станислав Шаблюк, Эктор Граатерол, SLB; Джонни Бардсен, Пер Фотланд, Оле Магне Ватне, Хенни Ангграйни, Люк Шаррье, AkerBP*

Работы по очистке скважин с использованием ГНКТ – это сложные операции, которые имеют значительный потенциал в плане повышения эффективности и снижения операционных рисков при применении многофазного расходомера. Данные об обратном потоке флюида представляют собой ценную информацию, которая может кардинально изменить традиционные подходы к проведению внутрискважинных работ. Однако до сих пор отсутствовали практические рекомендации, обобщающие опыт, порядок принятия решений и

рекомендации по использованию многофазных расходомеров в ходе операций по промывке скважин с ГНКТ.

Трудности, связанные с проведением промывок с использованием ГНКТ, обычно решаются на этапах планирования и проектирования. Меры по снижению рисков закладываются в программу выполнения работ, уровень оптимизации которой в значительной степени зависит от данных, получаемых в режиме реального времени, по итогам измерений в скважине и на поверхности. Данные поверхностных расходомеров обычно используются только для мониторинга, а не для принятия обоснованных решений по оптимизации работы и снижению рисков. В данном примере описывается проверенный на практике подход, в рамках которого данные многофазного расходомера используются для точного измерения объема потока нефти, воды, газа и твердых частиц, поступающих на поверхность во время промывки с ГНКТ, чтобы обеспечить безопасность проведения операции и возможность корректировки параметров очистки скважины в режиме реального времени.

На норвежском континентальном шельфе малодебитные скважины требуют проведения промывки с использованием ГНКТ и аэрированных азотом жидкостей для сохранения депрессии. Операции планируются таким образом, чтобы естественный поток флюида из скважины способствовал выносу твердых частиц на поверхность в ходе проведения промывки скважины в условиях депрессии, что позволит сократить количество

используемой нефтяной основы и азота. Неопределенность пластового давления затрудняет оценку дебита во время промывки. Двухэнергетический гамма многофазный расходомер устраняет эти неопределенности, обеспечивая количественное измерение дебитов трех фаз в режиме реального времени, позволяя оператору ГНКТ контролировать и оптимизировать подачу аэрированной азотом жидкости путем мониторинга скорости закачки в сравнении со скоростью обратного потока. Оптимизация позволяет сократить количество аэрированной азотом жидкости до 20% благодаря возможности количественного определения дебита углеводородов, которые помогают в очистке скважины. Замеры твердой фазы также помогли избежать ненужных длительных СПО колтюбинга для шаблонирования скважины, которые могут занимать от 6 до 8 часов. Разбивая интервал очистки на участки, расходомер способствует выявлению ранних признаков утечек и предотвращению чрезмерного отложения твердых частиц в стволе скважины, которые повышают риск застревания ГНКТ.

В данном исследовании обобщены результаты и уроки, извлеченные из применения двухэнергетического гамма многофазного расходомера во время внутрискважинных работ с ГНКТ, проводимых на норвежском континентальном шельфе. Кроме того, в исследовании даны рекомендации, подкрепленные серией практических и натуральных примеров, когда измерения с расходомера в режиме реального времени использовались для построения динамического рабочего

процесса с целью повышения эффективности и обеспечения безопасности внутрискважинных работ с ГНКТ.

### **Преодоление трудностей в установке клина-отклонителя через НКТ при проведении работ по бурению на депрессии с ГНКТ**

*Али Абдулхади Альмусаллам, Юсеф Абдулмохсен, Бин Аммар, Saudi Aramco*

В рамках колтюбингового бурения на депрессии зачастую требуется предварительная подготовка скважины, т. е. определенные работы по бурению или ремонтные работы для установки последней обсадной колонны в верхней части продуктивного горизонта. Дополнительных затрат на эти мероприятия можно избежать путем использования клина-отклонителя через НКТ при обустройстве выходов (окон) из обсадных колонн. В данной работе рассматриваются трудности и положительные факторы, позволяющие осуществлять внутрискважинные работы сразу, без подготовки скважины.

Для того чтобы сократить разрыв между двумя подходами (предварительная подготовка скважины или непосредственное осуществление бурения с ГНКТ), в каждом конкретном случае проводится тщательный анализ скважин-кандидатов на предмет возможности применения колтюбингового бурения. По сути, выбор подхода осуществлялся на основе использования существующих технологий в полном объеме или перепроектирования внутрискважинных инструментов, чтобы соответствовать требованиям. Поскольку некоторые скважины

позволяют предпринять только одну попытку, так как их состояние не позволит выдержать проведение неудачной операции, большое внимание уделяется проверке и обеспечению качества и наилучших условий использования скважинного инструмента.

Для установки клина-отклонителя через НКТ требуется возможность незначительного или умеренного отклонения, прочный цемент за обсадной колонной и достаточное пространство снизу НКТ. Одной из основных сложностей при проведении наклонно-направленного колтюбингового бурения на депрессии является перенос веса для фрезерования окна в металле, особенно в условиях большого отклонения от вертикали. Чрезмерная нагрузка на окно может привести к колебаниям и смещению клина-отклонителя. Следовательно, это может привести к застреванию при прохождении через окно. Таким образом, для таких ситуаций клин-отклонитель оснащается более прочными захватами (лапами) для надежного зацепления с обсадной колонной.

Для решения еще одной проблемы при разбуривании окна, которая связана с недостаточным пространством ниже НКТ, была разработана специальная укороченная КНБК для резки боковых стволов. Также осуществлялся тщательный контроль параметров разбуривания для обеспечения ровности окна, чтобы не допустить его потери, а значит, и потери скважины. Практика отслеживания параметров бурения и постоянного их сопоставления для обеспечения высокого качества окна становится стандартной.

Такой подход позволяет работать на скважинах с плохим цементом или его отсутствием за обсадной колонной.

Использование имеющихся ресурсов скважины в том виде, в котором они есть, и отказ от повторного входа или предварительной механической подготовки позволяют сэкономить огромные средства. Спасение и восстановление скважин представляют собой сложную задачу со множеством вариантов, а использование усовершенствованного инструмента и рабочих процессов дает большие возможности. Клины-отклонители могут устанавливаться и использоваться через НКТ различными способами в зависимости от каждого конкретного случая.

### **Устранение утечки в обсадной колонне для обеспечения непрерывности проведения ГРП**

*Гастон Оскар Чиминари, Гонсало Кабо, Герман Римонди, Диего Дюран, Pluspetrol; Мартин Небиоло, Proshale*

В исследовании представлен вариант устранения утечек через обсадную колонну, что позволит продолжить проведение ГРП в нетрадиционном пласте. Дается подробное описание анализа диагностических операций, выбор наилучшего варианта действий и полученные результаты.

В данной статье дано подробное описание проведенных диагностических операций (испытания на предмет затрубной циркуляции, кавернометрия с помощью многорычажного каверномера, поиск утечек с

помощью гидравлического пакера, спускаемого на ГНКТ, оценка транзита жидкости и получение изображений со скважинной камеры в режиме реального времени) для определения зоны утечки в обсадной колонне, приводится анализ возможных вариантов ремонта и установка заплаты обсадной колонны.

Для проверки прочности трубы и давления разрыва после расширения заплаты был проведен анализ методом конечных элементов в динамических условиях с целью ограничения параметров закачки при ГРП.

В работе подробно описаны выполненные ремонтные операции, верификационный анализ для подтверждения непрерывности изначального ГРП, а также установка нижнего и верхнего заканчивания.

Диагностические операции позволили точно определить место утечки в обсадной колонне и выбрать возможные варианты ремонта. Ремонт был проведен в соответствии с планом и с привлечением многих сервисных компаний.

Работы производились с привлечением местного персонала и служб с учетом пандемии COVID-19 и невозможности специалистов компании – поставщика заплат для обсадных колонн приехать на место ремонта. Веб-трансляция параметров ГНКТ позволила представителям компании-поставщика оказывать поддержку в режиме реального времени в течение всего периода проведения работ.

После завершения ремонта было успешно проведено заканчивание скважины путем проведения 24 стадий ГРП посредством заплаты в обсадной колонне.

Эксплуатационный пакер с наружным диаметром в 99,5% от проходного диаметра обсадной колонны с заплатой был успешно спущен в скважину на кабеле и установлен.

Учитывая, что обеспечение целостности скважины на протяжении всего периода эксплуатации являлось основной целью проведения работ, в данной статье представлен эффективный альтернативный вариант ремонта обсадных колонн в нестандартной скважине, который позволил обеспечить непрерывность проведения ГРП согласно первоначальному плану.

Фактический дебит скважины превысил расчетную максимальную нефтеотдачу.

## **Секция 7. Появление аналитики данных, сокращение углеродного следа и стоимость внутрискважинных операций на все более ограниченном рынке бурения**

### **Виртуальная разблокировка перфорационных отверстий: технология акустической визуализации высокого разрешения, позволяющая проводить статистический анализ данных о калибровочных перфорационных отверстиях (на входе и выходе), а также перфорационных отверстиях после проведения ГРП**

*Групп Сумпсон, DarkVision Technologies Inc; Элли Мерсер, Мэтт Мантелл, Chesapeake Energy; Шарль Буржуа, Энтони Баттистел, Трент Пехлке, Том Литлфорд, DarkVision Technologies Inc.*



**УСТАНОВКИ  
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
АЗОТНЫЕ  
КРИОГЕННЫЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



автоматизированное  
управление



комплексные  
решения



подтвержденное  
качество

# Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ - 2024

РЕКЛАМА 18+

8-11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕРЫ



ЗАГОРСКИЙ  
ТРУБНЫЙ  
ЗАВОД



ГАЗПРОМБАНК  
БАНК ГГПБ (АО)



КОМИТА  
КОМПАНИИ



БАНК  
РОССИЯ  
АО «БАНК РОССИИ»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТРУБНАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ



Алмаз - Аннео



ГМС



ОМК



Сахалинский  
Катализаторный  
Зона



ГАЗПРОМ



ОДК



РУМО



ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА



Bunter  
group



НОРРЕКСИМ



MSA

ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ  
В TELEGRAM-КАНАЛЕ  
@GASFORUMSPB



Технология акустической визуализации высокого разрешения дает операторам возможность проводить субмиллиметровые измерения перфораций в стенке обсадной колонны на любой глубине. Благодаря своей трехмерности субмиллиметровые акустические данные позволяют проводить высокоточные измерения по площади на любом радиальном расстоянии от места перфорации, причем ключевые расстояния находятся на внутренней и внешней границах обсадной колонны. Эта новая технология независима от наличия флюида и его прозрачности. Возможность платформы осуществлять трехмерные измерения делает ее идеальным средством для оценки обсадных колонн и перфорационных отверстий в сложных условиях, таких как скважины после ГРП. Интеграция акустической визуализации высокого разрешения в рабочие процессы оценки ГРП и заканчивания скважин, проводимые многими операторами, привела к созданию высокоинтеллектуального совокупного субмиллиметрового массива данных по перфорациям. Этот большой массив данных привел к разработке метода, который позволяет виртуально «разблокировать» перфорационные отверстия, используя характерную для каждой скважины «корреляцию площади входа и выхода перфорационного отверстия». Установленная корреляция может быть получена только с помощью акустической визуализации, поскольку она требует субмиллиметрового разрешения для оценки профилей внутреннего и внешнего диаметров каждого отверстия перфорации. Используя

эту корреляцию, полученный набор измерений на выходе перфорационных отверстий повышает способность операторов выполнять целостную оценку заканчивания скважины, даже если перфорационные отверстия закупорены из-за неблагоприятных условий в скважине. В результате повышается эффективность эксплуатации благодаря возможности прямого сравнения участков с закупоренными перфорационными отверстиями и участков без них. Этот подход можно применять в любой момент жизненного цикла скважины, позволяя операторам пересматривать свою оценку путем виртуального «разблокирования» закупоренных и заполненных пропантом перфорационных отверстий. Эта методология требует хороших базовых знаний о работе скважинных перфорационных зарядов. Базовые данные обычно получают на этапе калибровки, который представляет собой этап отстрела зарядов, оставленных без стимуляции, для проведения контрольных измерений для конкретного заряда в заданных условиях скважины. Современные отраслевые характеристики скважинных перфорационных зарядов исследуются на основе совокупности данных о калибровочных зарядах. Для проверки этой технологии акустической визуализации и демонстрации ее высокой точности при измерении перфорационных отверстий на входе и выходе были взяты механически обработанные образцы и проанализированы с помощью представленной технологии и лазерного сканера метрологического класса для

сравнения. В данной работе представлена новая методология виртуального «разблокирования» перфорационных отверстий, основанная на высокоточных и проверенных измерениях на входе перфорационных отверстий, а также другие сведения, полученные в результате совокупного анализа крупнейшего в мире массива данных калибровочных перфораций.

**Возможности в области внутрискважинных операций: почему в отрасли не делается больше и каким образом рабочие процессы, построенные на принципе сотрудничества и направленные на достижение согласованных результатов, могут изменить текущее положение дел**

*Мэтью Эдвард Биллингем, SLB; Фрейзер Джеймс Прауд, North Sea Transition Authority; Пьер Рамонденк, SLB*

Данная работа призвана проанализировать стандартные способы планирования и проведения внутрискважинных работ как с операционной, так и с коммерческой точки зрения, и выявить направления, которые можно существенно улучшить. Возможно, более важным является то, что в ней рассматриваются аргументы в пользу проведения внутрискважинных работ и предпринимается попытка объяснить препятствия и сдерживающие факторы на пути достижения как финансовых показателей, так и нулевого баланса выбросов углекислого газа в атмосферу. Данные сравнительного анализа показали, что существуют возможности для дальнейшего развития и совершенствования

внутрискважинных операций, и авторы обсуждают, почему такие возможности не используются в полной мере. Понимая проблемы, с которыми сталкиваются операторы при обосновании и планировании внутрискважинных работ, можно найти решение путем правильного подбора технологий для достижения оптимального результата.

Мировые расходы на проведение внутрискважинных операций составляют небольшой процент от общего объема затрат на разведку и добычу, в то время как существуют весомые аргументы в пользу проведения таких работ. В данном исследовании рассматриваются причины такого положения дел, а также пути решения этих проблем. Существует огромное количество трудностей, связанных с целостностью скважин и характеристиками пласта, которые могут препятствовать добыче, соответственно, в отрасли разработано множество инновационных решений для их преодоления. Сокращение капитальных затрат в последние годы и необходимость поддерживать добычу на стабильном уровне должны создавать идеальные условия для проведения внутрискважинных работ. Однако своего рода собственнический менталитет, когда не хочется рисковать и вмешиваться в работу добывающей скважины, а также сложный процесс проведения внутрискважинных операций очень часто становятся причинами отказа от проведения каких-либо работ. Ведется обсуждение новых рабочих процессов, в том числе цифровых, чтобы продемонстрировать, каким образом можно упростить процесс определения скважин-



**УСТАНОВКИ  
ДВУНАСОСНЫЕ  
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
СМЕСИТЕЛЬНО-  
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



собственная система  
управления с возможностью  
приготовления и поддержания  
плотности раствора в  
автоматическом режиме



изготовление по  
индивидуальному  
техническому  
заданию

Организатор:

ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ

MEMBER OF THE ALL-RUSSIAN ASSOCIATION OF CONTRACTORS AND TRADERS



ASSOCIATION OF ENERGY PRODUCERS AND SUPPLIERS OF RUSSIA



Технический партнер:

EXPOTECH



 [vk.com/sngexpo](https://vk.com/sngexpo)

 [t.me/sngexpo](https://t.me/sngexpo)

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.  
НЕФТЬ И ГАЗ  
2024**



XXIX INTERNATIONAL  
SPECIALIZED  
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.  
OIL & GAS  
2024**

**25-27  
СЕНТЯБРЯ**

 г. Сургут,  
СОК «Энергетик»  
ул. Энергетиков, 47

#приемзаявок #СНГ #СургутНефтьГаз2023  
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК  
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе  
#ЮгорскиеКонтракты #Expotech

**ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В**

XXIX МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

**«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2024»**

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2024» принимаются до 13.09.2024 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальном сайте: **www.sngexpo.ru**

Реклама

кандидатов и выбора технологий внутрискважинных работ и как можно более точно определить вероятность успешности проведения операции, а также потенциальный прирост добычи. Однако существующие подходы к привлечению подрядчиков и традиционно применяемые ключевые показатели эффективности могут также привести к дальнейшему рассогласованию в отношении истинной цели проведения внутрискважинных операций – устойчивому увеличению добычи. Эти проблемы и способы их решения рассматриваются в настоящем документе.

Новые рабочие процессы и коммерческие модели способствуют более быстрому выявлению возможностей для проведения внутрискважинных работ, позволяя совместно их планировать и находить оптимальные решения, а механизмы обратной связи, обеспечивающие постоянное тесное сотрудничество между техническими экспертами с помощью цифровых инструментов, могут изменить традиционную модель проведения внутрискважинных операций. В работе приводятся конкретные примеры, подтверждающие данные аргументы и демонстрирующие новый подход к проведению внутрискважинных операций.

Новые цифровые подходы в сочетании с принципом тесного сотрудничества, знаниями в технической области и широким спектром возможных новых решений в области внутрискважинных работ могут изменить принятые на сегодняшний день модели. Благодаря этим изменениям можно будет дальше совершенствовать

традиционные бизнес-модели, что позволит максимально использовать возможности в области внутрискважинных операций, обеспечить устойчивость и получить максимальную отдачу от существующей инфраструктуры.

### **Определение характеристик объектов фрезерования с помощью алгоритма выявления событий на основании вычисления кумулятивных сумм, что позволяет ускорить автоматизацию операций с ГНКТ**

*Сантьяго Хессиг Фонсека, Пьер Рамонденк, Нестор Молеро, SLB*

Получение данных при фрезеровании на ГНКТ в режиме реального времени, в том числе данных о скорости проходки и количестве остановок долота, позволяют улучшить показатели производительности. Эти данные дают возможность проводить новые виды диагностики, например определение дохождения до поверхности объекта фрезерования. В то же время определение характеристик объектов фрезерования повышает вероятность обнаружения двух разных объектов, расположенных стык в стык и позволяет в режиме реального времени проводить диагностику и контролировать параметры фрезерного двигателя, долота и объекта фрезерования. Новые диагностические ресурсы позволяют повысить экономическую эффективность операций и автоматизировать их.

Соотношение крутящего момента и приложенной силы дает возможность определить характеристики кривой фрезерования, согласно которой работает забойная

компоновка (КНБК), т. е. двигатель и долото, а также сам объект фрезерования. Данные о крутящем моменте и приложенной силе при фрезеровании трех типов объектов фрезерования в скважине (цемента, мостовых пробок, установленных через НКТ, и композитных мостовых пробок) используются для определения характеристик данного соотношения для каждой пары КНБК – объект. На основе данных фрезерования семи различных скважин были построены кривые для цементных и механических пробок. Эти данные используются для оценки ожидаемых параметров при проведении фрезеровочных операций в будущем, а также позволяют достоверно определить момент перехода КНБК с цементной пробки на механическую.

Коэффициент крутящего момента и силы для цемента (шесть образцов), мостовой пробки (три образца) и композитной пробки (три образца) в среднем составляет -0,10, -0,01, и -0,03 фунта силы на фут/фунт силы соответственно. Кривая при фрезеровании цемента получается более крутой по сравнению с мостовой и композитной пробками, что объясняется более высоким коэффициентом трения между долотом и цементом. Мостовая пробка содержит твердые металлические плашки, которые необходимо разбуривать для извлечения пробки, а композитная содержит минимум металлических компонентов и спроектирована для более простого разбуривания. Эти различия в применяемых материалах и объясняют разницу коэффициентов крутящего момента и силы для разных видов пробок. Изменения состояния

долота и объекта фрезерования, колебания скорости насоса и изменение состояния скважины также вызывают отклонения кривых крутящего момента и силы. Существует алгоритм, основанный на статистическом методе кумулятивной суммы, который позволяет обнаруживать небольшие изменения в канале сбора данных на основании текущих и предыдущих показаний. Алгоритм предполагает учет отдельных каналов информации на поверхности и внутри скважины, оценку групповой статистики, а в случае выхода кумулятивной суммы за пределы заданных стандартных отклонений от средних значений происходит активация события. Алгоритм позволяет автоматизировать обнаружение и визуализацию в режиме реального времени таких событий, как доход до объекта фрезерования, активное фрезерование и остановка. Алгоритм дополняется известными техническими характеристиками КНБК для прогнозирования условий останова с учетом максимального рекомендуемого дифференциала давления, прилагаемой силы и крутящего момента.

Алгоритм позволяет обнаруживать скважинные события за 9-27 секунд до их визуального проявления, что ускоряет время реакции. Причинно-следственный характер алгоритма позволяет обнаруживать события в режиме реального времени, и данные могут быть перенесены в программное обеспечение для ГНКТ. Существует возможность практически мгновенно рассчитывать метрики, включая скорость проходки и количество остановок, как в режиме реального времени, так и в ходе анализа после

проведения работы. Предложена модель принятия управленческих решений для более эффективного обнаружения событий – дохода до объекта фрезерования, начала фрезерования, прогнозирования остановки и заклинивания – с целью проведения автоматизированных работ по фрезерованию с ГНКТ.

### **Использование вычисляемых переменных для вывода сложных уравнений при работе на платформах в реальном времени**

*Уэйлин Б. Отт, Redhawk Coil Tubing; Роберт Т. Фэйрли, Тревис Дж. Томас, Джон С. Перселл, Уильям С. Эйблз, Мануэль Л. Гузман, NOV*

Многие пороговые показатели, используемые при выполнении стандартных операционных процедур в отрасли внутрискважинных работ, требуют мониторинга и отслеживания трудно поддающихся обнаружению эксплуатационных компонентов. Сбор этих важных операционных данных является сложной задачей из-за стоимости и (или) доступности технологий. В этой статье описано, как можно применять отслеживаемые параметры к сложным уравнениям внутри производных каналов и использовать их для принятия решений в реальном времени.

Традиционно такие важные переменные, как скорость обратного потока, плотность и вязкость, отслеживаются и документируются вручную. Эти показатели необходимы для расчета пороговых значений, таких как скорость в затрубе, число Рейнольдса и время подъема на поверхность, которые необходимы для обеспечения эффективной транспортировки шлама на

поверхность при выполнении операций с ГНКТ. Использование ранее упомянутых производных показателей на действующей платформе позволяет настроить систему оповещений и предупреждений для принятия решений в режиме реального времени. Эта методология позволяет легко собирать отслеживаемые переменные и формировать единый набор операционных данных для их оценки после выполнения операции.

Поскольку отрасль традиционно полагалась на рукописные и отслеживаемые вручную данные, использование результатов, рассчитанных в цифровой форме на основе данных, полученных вручную, стало обычным явлением. Если ранее получение моментального среза данных, характеризующих переменные, специфичные для конкретной операции, занимало несколько минут, то сейчас такие показатели доступны в реальном времени на протяжении выполнения всей операции. Это позволяет быстро принимать решения с использованием срезов данных и показателей отклонения от пороговых значений стандартных операционных процедур. Возможность получить такие данные в реальном времени повышает общую производительность работ. Благодаря тому, что параметры конкретной операции доступны оператору оборудования в режиме реального времени, а также благодаря удаленной технической поддержке операции заканчивания скважин становятся более чистыми, сокращается количество прихватов и непроизводительное время, оптимизируется использование реагентов и поддерживается скорость проходки.

Измерение точной скорости

потока в кольцевом пространстве одномерных или многомерных обсадных колонн, измерение турбулентного потока и состояния баланса жидкости определяют возможность удаления шлама из ствола скважины, что сокращает общее время работ и затраты на эксплуатационные испытания скважины по окончании внутрискважинных работ.

Показатели производительности могут устанавливаться и анализироваться непосредственно во время проведения работ. Для понимания, не окажут ли допустимые отклонения негативное влияние на результат проекта, любые изменения в объеме работ можно оценить на месте или удаленно.

Ранее в технической документации описывались способы повышения эффективности бурения с использованием ГНКТ с помощью стандартных операционных процедур, сложных уравнений и пороговых значений показателей жидкости, времени циркуляции, перепада давлений и скорости потока в кольцевом пространстве. Такая документация содержала отслеживаемые вручную данные, характеризующие показатели по конкретным проектам. При использовании упомянутых методик данные, отслеживаемые вручную, будут отображать тенденции в сложных уравнениях, что позволит улучшить качество данных, получаемых непосредственно во время проведения работ на платформе и в целом повысить эффективность работ.

### **Применение методов машинного обучения для прогнозирования результатов**

### **очистки ствола горизонтальных и наклонно-направленных скважин с большим углом отхода от вертикали**

*Майкл Мендес, Рамадан Ахмед, Хамидреза Карами, Университет Оклахомы; Мустафа Нассер, Ибнелвалид Хуссейн, Университет Катара; Серджио Гарсиа, Андрес Гонсалес, Университет Оклахомы*

Технологии машинного обучения эффективно используются для моделирования полевых работ на основе измерений. Так, очистка ствола скважины – важнейшая операция, которая требует оптимизации для более эффективного удаления твердых частиц и устранения проблем, вызываемых ненадлежащей промывкой. Однако по мере усложнения геометрии ствола скважины прогнозировать очищающую способность жидкостей становится все труднее. Это препятствует оптимизации работ. Целью данного исследования является разработка основанной на данных модели для прогнозирования результатов очистки ствола наклонно-направленных скважин с целью оптимизации производительности бурения.

Для разработки модели машинного обучения, подходящей для прогнозирования результатов очистки наклонно-направленных скважин, были использованы более 500 измерений контура потока из восьми исследований. Измерения были получены в результате экспериментов по очистке скважин, которые проводились на контурах различных конфигураций. Длина экспериментальных секций составляла от 22 до 100 футов,

диаметр скважин – от 4 до 8 дюймов, а диаметр труб – от 2 до 4,5 дюйма. В ходе экспериментов была измерена равновесная высота слоя при определенной скорости потока для различных жидкостей, в том числе на водной и нефтяной основах, а также для жидкостей с содержанием волокон. В анализе также учитывались определенные показатели, в том числе свойства жидкости и шлама, угол наклона скважины и скорость вращения буровой колонны. Собранные данные были проанализированы с использованием межотраслевого стандартного процесса интеллектуального анализа данных (CRISP-DM). Для выбора оптимального метода прогнозирования толщины слоя в стволе скважины была проведена оценка шести различных алгоритмов машинного обучения (случайного леса, линейной регрессии, нейронных сетей, многомерных сплайнов адаптивной регрессии, метода опорных векторов и расширяемого дерева решений). Также сравнили прогнозы, сделанные с помощью выбранного метода машинного обучения, с прогнозами механистической модели для случаев без вращения буровой колонны. Кроме того, с помощью модели машинного обучения было проведено параметрическое исследование для изучения влияния различных параметров на эффективность очистки скважины отдельными жидкостями.

Результаты показывают, что различные переменные оказывают разное влияние на прогноз толщины слоя шлама. Так, скорость потока, вращение буровой колонны и индекс поведения

флюида оказывают сильное влияние при бесконечно малой толщине слоя. Такие параметры, как показатель консистенции флюида, плотность и диаметр твердых частиц, концентрация волокон и угол наклона скважины, оказывают умеренное влияние. Алгоритм расширяемого дерева решений позволил сделать наиболее точный прогноз с коэффициентом детерминации примерно 90%, среднеквадратичной ошибкой около 0,07 и средней абсолютной ошибкой примерно 0,05. Сравнение результатов механистической модели и выбранного метода машинного обучения показывает, что модель машинного обучения делает более точные прогнозы.

### **Сокращение выбросов при стимуляции скважин с большим отходом от вертикали без необходимости внутрискважинных работ**

*Том Уоткинс, Джейхан Наджафов, Эдвард Уотсон, Advanced Upstream; Сильвиу К. Ливеску, Техасский университет, Остин*

В Северной Америке чаще всего ГРП выполняется с использованием технологии Plug & Perf. Для этого требуются скважинный перфоратор, пробки и фрезерные компоновки низа буровой колонны (КНБК), большие объемы воды, а также ГНКТ и технологии снижения трения, предполагающие использование вибрационных инструментов или скважинных тракторов для работы в стволах с большим отходом от вертикали. Для упрощения эксплуатации, снижения временных затрат и стоимости, а также для достижения природоохранных,

социальных и управленческих целей компании-операторы постоянно ищут альтернативные инновационные способы выполнения ГРП. В этой статье представлен новый подход к традиционному ГРП, который продемонстрировал значительное улучшение экономики проекта и снижение воздействия на окружающую среду.

Для открытия и закрытия скользящих муфт применяется технология бесконтактного их распознавания, которая позволяет использовать любое количество компактных программируемых растворимых пробок без необходимости проведения внутрискважинных операций. Новая технология гидроразрыва пласта была использована в горизонтальной скважине с боковым стволом длиной 16 568 футов. С помощью растворимых пробок в этой скважине удалось открыть 133 муфты. Пробки оснащены миниатюрными электронными датчиками, позволяющими в режиме реального времени отслеживать их точное местоположение при перемещении по стволу, а также в реальном времени производить их активацию до момента достижения ими целевой муфты. Успешное выполнение этапов операции подкреплено акустическим мониторингом. Отсутствие эрозии и деформации обсадной колонны и факт растворения пробок после воздействия на пласт подтверждены ультразвуковым сигналом высокой четкости.

Освоение этого метода ГРП позволило полностью исключить необходимость использования ГНКТ в скважинах с большим отходом от

вертикали, обеспечивать надежность на участках, где обсадная колонна подвержена риску деформации, поддерживать максимальный внутренний диаметр ствола до и после заканчивания, устранить проблемы механического индексирования, обеспечить непрерывную закачку без ограничения скорости, исключить операции фрезерования и избежать эрозии обсадной колонны. Эксплуатационные данные демонстрируют эффективность новой технологии ГРП, позволяющей стимулировать приток в горизонтальных скважинах без необходимости проведения внутрискважинных работ. В статье обобщены полевые результаты операций ГРП и представлены количественные показатели для оценки перспектив долговременной разработки скважин и получения хороших финансовых результатов.

Отрасль все сильнее испытывает необходимость снижения затрат и воздействия на окружающую среду. Новая технология, описанная в этой статье, становится более эффективной альтернативой традиционной технологии Plug & Perf. Она дает возможность снизить риски и затраты, позволяя операторам успешно заканчивать скважины с большим отходом от вертикали без необходимости проведения внутрискважинных работ, решать проблемы деформации обсадной колонны, повышать эксплуатационную эффективность, увеличивать выработку энергии и снижать воздействие на окружающую среду.

Окончание в следующем номере журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»

## ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования

### Выявляемые дефекты:

- отверстия,
- раковины,
- вмятины,
- поперечные наружные/внутренние трещины.

### Контролируемые параметры:

- диаметр,
- толщина стенки,
- овальность,
- температура,
- вибрация,
- длина трубы.



# БУДУЩЕЕ – ЗА БУРЕНИЕМ НА КОЛТЮБИНГЕ



Рамис Галиев

*На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечают Рамис Галиев, начальник предприятия, и Ильдар Ахметзяров, начальник технологического отдела, ООО «ТАГРАС-РС», предприятие «АктюбинскРемСервис».*

*Беседа состоялась в кулуарах 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».*



Ильдар Ахметзяров

## **«Время колтюбинга. Время ГРП»: Рамис Рамзитович и Ильдар Фоатович, каким оборудованием располагает Ваше предприятие?**

**Рамис Галиев:** На сегодняшний день «ТАГРАС-РС» представлен одиннадцатью флотами ГРП, семью флотами ГНКТ, четырьмя бригадами освоения, пятнадцатью партиями свабиrowания и канатных технологий. Также имеется 350 единиц технологического и специализированного транспорта и двадцать две бригады бурения – как малого диаметра, так и традиционного, и ЗБС. Кроме этого, у нас есть свой участок тампонажных услуг, который выполняет все работы под ключ.

## **ВК: Кто Ваши основные заказчики? В каких регионах работает предприятие?**

**Рамис Галиев:** Основные объемы

услуг мы предоставляем компании «Татнефть», а также компании «Роснефть». Если подходить с точки зрения географии, то это Татарстан, Башкортостан, Оренбургская и Самарская области. Планируем выходить на новые объемы работ в других регионах.

## **ВК: На каких технологиях специализируется «ТАГРАС-РС»?**

**Ильдар Ахметзяров:** На сегодняшний день мы занимаемся работами по нормализации забоя, освоению скважин, ОПЗ, растеплению скважин. Особо хочу отметить наш опыт по бурению с ГНКТ. Совместно со специалистами СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) мы разработали систему направленного бурения СНБ54. То есть в 54-м габарите мы бурим направленно.

**ВК: В нашем журнале была**

публикация за Вашим, Ильдар Фоатович, авторством: «Опыт эксплуатации СНБ54» («ВК» № 4 (078). Декабрь, 2021. С. 26–34). С ней можно ознакомиться на сайте журнала, в разделе «Архив». Проект продолжается?

**Ильдар Ахметзяров:** Да, как раз сейчас мы объявили о завершении работ на двух скважинах. Доработали компоновку и готовы оказывать услуги заказчикам.

**ВК: Как бы вы оценили перспективы направленного колтюбингового бурения в России? Насколько широко эта технология может быть представлена на рынке в ближайшей перспективе?**

**Ильдар Ахметзяров:** Как сегодня сообщил в своем докладе К. Бурдин, колтюбинговым бурением занимаются две компании: «Сургутнефтегаз» и «ФракДжет-Волга». Однако они бурят в большом диаметре, а у нас именно эксклюзивная компоновка 54-го диаметра, и мы делаем боковые ответвления малого диаметра. Но, я уверен, будущее в любом случае – за бурением на колтюбинге.

**ВК: Наша беседа происходит во время 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Может быть, доклады коллег**

**натолкнули Вас уже на какие-нибудь новые идеи?**

**Рамис Галиев:**

Мы прослушали еще не все доклады. Новые идеи появятся, когда мы обработаем всю полученную

информацию. Но хочу отметить, что интенсивный обмен опытом идет именно в кулуарах. Самые обсуждаемые темы – бурение на ГНКТ и работы с тракторами в горизонтальных скважинах.

**ВК: Многие участники, и Вы, Рамис Рамзитович, в их числе, посещают эту конференцию регулярно. В чем, по Вашему мнению, ее полезность?**

**Рамис Галиев:** Конференция дает определенную насмотренность и взгляд в будущее. Программа конференции всегда очень интересна. Сейчас, например, в центре внимания – тема бурения, которое, в основном традиционное. Выходят на горизонты горизонтального ствола. Глубина

горизонта масштабируется уже в больших метражах. Все это приводит к мысли, что в будущем будет очень актуально колтюбинговое бурение. Над путями развития этой технологии нужно задумываться

уже сейчас: совершенствовать оборудование, обобщать опыт.

**ВК: А Вас, Ильдар Фоатович, какие доклады впечатлили?**

**Ильдар Ахметзяров:** Да, мне очень понравилось, что в скором будущем можно будет управлять всем флотом

Особо хочу отметить наш опыт по бурению с ГНКТ.

Самые обсуждаемые темы – бурение на ГНКТ и работы с тракторами в горизонтальных скважинах.

ГНКТ с одной станции контроля.

**ВК: Как Вы видите ближайшие перспективы развития отрасли?**

**Рамис Галиев:** Я изучил прогноз развития отрасли на период до 2030 года. Он показывает, что значительно увеличится количество скважин, будет развиваться бурение. Не уступит своих позиций ныне очень популярный ГРП. А ГРП всегда идет рука об руку с колтюбингом. Думаю, что и дальше технологии ГНКТ будут эффективно развиваться в части освоения скважин, а также, как мы уже говорили, в части бурения. Фронт работ огромен. Нужны только руки – и идти вперед!

**Ильдар Ахметзяров:** Я услышал сегодня, что от однофазного ГРП массово переходят к многофазному. Это, конечно же, приведет к растущей потребности в использовании колтюбинга после проведения многостадийного ГРП.

**ВК: А как же растворимые компоновки?**

**Ильдар Ахметзяров:** В любом случае придется осваивать скважину, исследовать ее. Ну и не надо забывать о доставке любого оборудования и приборов в скважину – все это за ГНКТ.

**ВК: Да, колтюбинг – это универсальное средство доставки. Наш журнал постоянно подчеркивает это. Кстати, какие пожелания у Вас, постоянных читателей «ВК», относительно контента?**

**Рамис Галиев:** У нас в офисе хранятся все подшивки «Времени колтюбинга». У меня одно пожелание

журналу – развиваться.

**Ильдар Ахметзяров:** Мне в содержании журнала не хватает постоянного анализа. Может быть, даже не годового, а полугодового или квартального относительно того, в каком направлении на настоящий момент идет развитие ГНКТ в отрасли. И чтобы этот анализ подтверждался практикой, а промежуток анализа сужался – тогда мы будем понимать ближайшую перспективу.

**ВК: Как Вы видите алгоритм подготовки подобных анализов?**

**Ильдар Ахметзяров:** Наверное, можно было бы собрать круг заказчиков – экспертов из ведущих ВИНК, чтобы этот пул задавал векторы развития. Потому что именно заказчики определяют направления, в которых пойдут подрядчики,

Именно заказчики определяют направления, в которых пойдут подрядчики.

которые стараются как бы исполнить их пожелания, в частности, изготавливать оборудование в определенном

варианте с конкретным диаметром. Такая экспертная группа, мне кажется, была бы очень полезна.

**ВК: Геополитическая ситуация, сложившаяся в 2022 году, санкции недружественных стран, сделали очень актуальной тему импортозамещения. Как все эти обстоятельства сказываются на Вашем предприятии?**

**Рамис Галиев:** Когда мы столкнулись с этими проблемами, то физически не были к ним готовы. Происходили поиски новых вариантов, постоянно

сбивались сроки с поставкой запчастей. На сегодняшний день, это мое субъективное мнение, импортозамещение смогло закрыть только процентов 40–45 наших потребностей.

Еще практически половина осталась. И это серьезный вызов нашим заводам, нашим конструкторам – все остальное заместить.

**Ильдар Ахметзяров:**

А что касается технологического оборудования,

то по этому вопросу мы тесно сотрудничаем с технологическими компаниями. Большая часть такого оборудования есть на российском рынке, и мы удовлетворены его качеством.

**ВК: Останутся ли, по Вашему мнению, позиции, которые невозможно заместить?**

**Рамис Галиев:** Я думаю, что наши специалисты справятся. Просто надо изучать аналоги и работать над своими вариантами.

**ВК: Какие еще проблемы, мешающие развитию нефтегазового сервиса, Вы бы выделили?**

**Рамис Галиев:** Очень важно, чтобы у заказчика было правильное восприятие нынешних рыночных реалий. На данный момент растут объемы оказываемых услуг, но и их стоимость должна адекватно увеличиваться. Заказчик должен понимать, что мы не искусственно

пытаемся цены поднять, а сами зависим от поставки запчастей и материалов, от персонала, от курса рубля. В условиях инфляции растет и стоимость наших услуг.

Основная проблема – достичь взаимопонимания с заказчиком.

**ВК: Насколько оптимистичны Ваши прогнозы развития отечественного нефтесервисного рынка?**

**Рамис Галиев:** На основе аналитики я могу предположить, что добыча будет расти, а значит, спрос на сервис не уменьшится, а после пандемии, наоборот, будет увеличиваться. Потребность в оборудовании пока полноценно не покрывается силами производителей из России и ближнего зарубежья.

**Ильдар Ахметзяров:** В прогнозе до 2030 года, озвученном сегодня с трибуны конференции, анонсирован трехкратный рост сегмента ГРП. В любом случае нефтегазовый сервис будет развиваться.

**ВК: Какие советы Вы бы дали коллегам из других российских компаний?**

**Рамис Галиев:** Я, наверное, советоваться не могу, но пожелаю, во-первых, здоровья. А во-вторых, конструктивной совместной работы над улучшением производственных процессов.

**ВК: Спасибо, коллеги, за содержательный разговор.**

Вела беседу Галина Булыка,  
«Время колтюбинга. Время ГРП»

# МЫ ОТКРЫВАЕМ НОВОЕ ДЛЯ СЕБЯ НАПРАВЛЕНИЕ – ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Вагиз Сираздинов, заместитель начальника цеха ГРП ООО «КРС-Сервис».

Беседа состоялась в кулуарах 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

**«Время колтюбинга. Время ГРП»:  
Вагиз Асхатович, познакомьте  
наших читателей с компанией  
«КРС-Сервис».**

**Вагиз Сираздинов:** Наша компания была образована в 2020 году путем покупки сервисного подразделения у холдинга «Таграс». В настоящее время «КРС-Сервис» является одним из крупнейших подрядчиков по ремонту скважин на территории Татарстана.

В настоящее время «КРС-Сервис» является одним из крупнейших подрядчиков по ремонту скважин на территории Татарстана.



**тайна, какому производителю оборудования для производства ГРП Ваша компания отдала предпочтение?**

**В.С.:** Скажем так, нам будет поставлено оборудование из дружественной страны.

**ВК: Кто является заказчиком услуг Вашей компании?**

**В.С.:** Мы оказываем услуги для ПАО «Татнефть».

**ВК: Какова структура «КРС-Сервис»?**

**В.С.:** В составе компании насчитывается более семидесяти бригад КРС.

**ВК: Вы являетесь заместителем начальника цеха ГРП. Сколько флотов ГРП имеется у компании?**

**В.С.:** На текущий момент (16.11.23. – Прим. ред.) осуществляется поставка двух флотов ГРП, и со следующего года мы открываем новое для себя направление – гидроразрыв пласта.

**ВК: Намерена ли компания «КРС-Сервис» закупить также и колтюбинговые установки – ведь многие операции ГРП идут в тандеме с ГНКТ?**

**В.С.:** Нет, у нас колтюбинговых установок не будет. Мы будем привлекать ГНКТ из отдельного подразделения ПАО «Татнефть».

**ВК: Намерена ли Ваша компания оказывать услуги ГРП в других регионах России, помимо Татарстана?**

**В.С.:** Нет. Мы будем работать исключительно в Республике Татарстан.

**ВК: Если это не коммерческая**

### **ВК: Какова численность персонала Вашей компании?**

**В.С.:** На сегодня она составляет порядка 1400 человек.

### **ВК: Молодая большая компания!**

**В.С.:** Она молодая с точки зрения официальной даты образования. А по факту в качестве подразделения в дивизионе «Таграса» она существовала очень давно, специализируясь на капитальном ремонте скважин. Но сейчас ООО «КРС-Сервис» – отдельная структура.

### **ВК: На каких операциях специализируется «КРС-Сервис»?**

**В.С.:** Мы производим все виды капитальных ремонтов скважин – от легких КРСов легкими подъемниками до тяжелых ремонтов утяжеленными подъемниками, а также осуществляем цементаж и специальные операции.

### **ВК: Как на деятельность компании повлияла нынешняя геополитическая ситуация.**

**В.С.:** Начну с предыстории: сначала оказали влияние ковид и ограничение добычи. Произошло снижение объемов работ и, соответственно, сокращение персонала. Потом все наладилось: объемы начали наращивать, бригады вводить. Но после начала СВО возникла проблема кадрового голода, и по сей день она существует.

### **ВК: Об этой проблеме говорят многие наши респонденты.**

**В.С.:** Да, кадровый голод ощущают сейчас многие сервисные компании. В нашем случае часть сотрудников

перешла в частные компании, а некоторые вообще ушли из «нефтянки».

### **ВК: Какие еще проблемы мешают развитию российского нефтегазового сервиса?**

**В.С.:** Я бы отметил некоторое недопонимание между подрядчиками и заказчиками. Мы, как подрядчики, думаем, как наиболее эффективно произвести операции, и действуем. А

заказчики настаивают на снижении себестоимости работ. Но себестоимость операций бесконечно уменьшать нельзя! Чтобы

сервисная компания развивалась, она должна быть рентабельна – она должна как минимум зарабатывать на свое развитие. Однако многие ВИНКи и другие крупные заказчики требуют снижения цен, что проявляется в

тендерных процедурах. Соответственно, подрядчик «оголяется» для того, чтобы просто обеспечить себя работой, но никак не содействовать своему развитию. На мой взгляд, это основная проблема для подрядчиков, потому что на развитие средств не остается. Тендерные

процедуры таковы, что зажимают по максимуму. Подрядчикам нужно не стесняться отстаивать свои интересы в процессе тендерных процедур, закладывая в сметы свою рентабельность и не идти на демпинг.

### **ВК: Как Вам видится ближайшая перспектива отечественного нефтегазового сервиса?**

**В.С.:** В любом случае это будет развитие. Рано или поздно ставки

**Мы производим все виды капитальных ремонтов скважин.**

**Себестоимость операций бесконечно уменьшать нельзя! Чтобы сервисная компания развивалась, она должна быть рентабельна – она должна как минимум зарабатывать на свое развитие.**

начнут поднимать все. На мой взгляд, развитие нашего сегмента в отрасли идет по синусоиде. Сейчас как раз спад прошел – начинается подъем, ставки растут, с точки зрения подрядчиков. А вслед за ними и заказчики неизбежно тоже пойдут по этому пути.

**ВК: А как будет решаться проблема нехватки оборудования, попавшего под западные санкции?**

**В.С.:** Будут развиваться импортозамещение, создаваться отечественные аналоги западного оборудования, осуществляться поставки из дружественных стран. Производители оборудования подстраиваются, во-первых, под наши желания и, во-вторых, под свои возможности.

**ВК: «КРС-Сервис» приобретает оборудование для производства ГРП. Какие операции Вы планируете осуществлять?**

**В.С.:** Помимо классики (классические гуаровые системы, пропанты, гель), мы собираемся использовать альтернативные технологии, особенно в части, касающейся химических реагентов. В настоящее время большинство химреагентов поставляется из-за рубежа: гуар из Индии, сшиватель (бораты) из Турции, брейкер из Китая. Но мы намерены ориентироваться на импортозамещающие отечественные системы.

**ВК: Вы впервые являетесь участником Международной конференции «Колтюбинговые**

**Подрядчикам нужно не стесняться отстаивать свои интересы в процессе тендерных процедур, закладывать в сметы свою рентабельность и не идти на демпинг.**

**технологии, ГРП, внутрискважинные работы?»**

**В.С.:** Да, я здесь в первый раз.

**ВК: Каковы Ваши впечатления от этого мероприятия?**

**В.С.:** Все очень интересно. Конференция идет на хорошем уровне. Но я хотел бы видеть в числе участников, и особенно докладчиков, больше подрядчиков.

**ВК: С журналом «Время колтюбинга. Время ГРП» Вы давно знакомы?**

**В.С.:** Да, конечно. Я постоянный читатель журнала.

**ВК: Какую информацию Вы бы хотели видеть на его страницах?**

**В.С.:** Опять-таки побольше практического опыта. Ведь не у всех есть возможность принять участие в конференции! Но очень хочется регулярно знакомиться с опытом коллег.

**ВК: Не планируете ли Вы стать докладчиком конференции, чтобы ознакомить коллег и со своим опытом?**

**В.С.:** Да, планирую. Возможно, уже на следующей конференции.

**ВК: Что бы Вам хотелось пожелать коллегам из других российских нефтесервисных компаний?**

**В.С.:** Работать по-честному и зарабатывать. Я желаю всем успехов – чтобы все задуманное осуществилось и все поставленные цели были достигнуты.

Беседа была продолжена 22 мая 2024 года в кулуарах Технического форума «ГРП-2024: технологии внутрискважинных работ, ГРП и ГНКТ»

**«Время колтюбинга. Время ГРП»: Вагиз Асхатович, полгода назад компания «КРС-Сервис» закупила оборудование для производства ГРП. Какова комплектность этих флотов?**

**Вагиз Сираздинов:**

В конце 2023 года мы получили два флота ГРП, которые были изготовлены по техническому заданию «Татнефти» – под ее нужды и условия. Это два полноценных самостоятельных флота, в составе которых и насосы высокого давления, и гидратационные машины, блендеры, пропантово­зы, машины химреагентов, станции контроля и управления... В принципе, весь стандартный набор.

В связи с тем, что у нас бизнес новый, мы взяли два флота полностью под ключ.

**ВК: Компания «КРС-Сервис» приобрела это оборудование у одного производителя или у нескольких?**

**В.С.:** Мы не стали усложнять себе задачу тем, чтобы покупать часть оборудования у зарубежного производителя, а часть – у отечественного, как это сейчас многие российские сервисники делают. Смотрят, где и что стоит дешевле, а потом пытаются спешно «вшить» в систему управления импортного флота машины отечественного производства. Как правило, это получается не очень гладко. В связи с тем, что у нас бизнес новый, мы взяли два флота полностью под ключ.

Мы проводим пропантный ГРП со средней массой пропанта порядка 15 т.

**ВК: Представители компании-изготовителя уже произвели наладку этого оборудования?**

**В.С.:** На первый год работы предусмотрено техническое сопровождение, помимо пуска­наладки. Три специалиста из Китая ежедневно работают с нашим персоналом и курируют все наши операции. После получения флотов мы в начале 2024 года осуществили шеф-монтажные работы, поскольку часть техники была разукон­плектована ввиду пересечения границы, а другая часть техники пришла в сборе. Завершили отстройку, наладку. С 1 мая, что символично, выехали на процесс и уже более тридцати скважин успешно отработали.

**ВК: Все тридцать скважин успешно?**

**В.С.:** Да, все тридцать. Конечно, были некоторые сложности. Они и сейчас есть, потому что пуска­наладка на базе отличается от пуска­наладки на реальной скважине. Но в целом замечания оказались легкоустраняемыми. Наша с руководством оценка – четыре с плюсом, если по пятибалльной системе.

**ВК: Какие виды ГРП у Вас в приоритете?**

**В.С.:** Как я уже сказал, мы заказывали флот под условия «Татнефти». Соответственно, мы проводим пропантный ГРП со средней массой пропанта порядка 15 т. В отличие от сибирских месторождений, у

нас бывают аномально высокие давления во время ГРП. Поэтому мы проводим небольшие закачки – до 100 м<sup>3</sup> жидкости. По сути, это самый обыкновенный классический ГРП.

### **ВК: А высокорасходный ГРП производить не планируете?**

**В.С.:** Нет. Наше оборудование создано под техническое задание, в котором скорость закачки была запрограммирована до 9 м<sup>3</sup>/мин. Сами поставщики готовы любое оборудование под нас построить, но заказанная нами техника была заточена под классический ГРП. В принципе, можно было бы ее модернизировать для высокорасходного ГРП, усилить парк насосных агрегатов, но проще заказать другой флот.

### **ВК: Имеются ли у Вас планы насчет расширения арсенала технологий?**

**В.С.:** В связи с тем, что мы только-только запустились, в настоящее время мы отработаем стандартные технологии. Но заказчик (компания «Татнефть-Добыча») уже сформировал для нас бизнес-вызовы: где-то предстоит борьба с обводненностью, где-то работа со сложными пластами... Поэтому параллельно с запуском флотов и отстраиванием производственных процессов мы приступили уже к решению бизнес-задач, поставленных непосредственно заказчиком.

### **ВК: Планируете ли Вы**

### **производить многостадийный ГРП?**

**В.С.:** Многостадийный ГРП в «Татнефти» производится, но его доля невелика ввиду геологических условий. Более 90% в Татарстане составляют одностадийные вертикальные скважины, доля

В настоящее время мы отработаем стандартные технологии.

горизонтальных скважин невелика.

### **ВК: Колтюбинг для освоения скважин после ГРП применяется у Вас?**

**В.С.:** Как правило, нет, потому что в этом нет необходимости. Основная используемая технология МГРП – это Plug & Perf. Она в «Татнефти» уже настолько хорошо отработана и проходит без осложнений, что бригада ГНКТ очень редко привлекается. И опять-таки здесь встает вопрос цены.

Более 90% в Татарстане составляют одностадийные вертикальные скважины, доля горизонтальных скважин невелика.

### **ВК: В беседе полгода назад в качестве одного из трендов российского нефтесервисного рынка Вы выделили импортозамещение. К настоящему моменту оно продолжает быть в приоритете?**

**В.С.:** Тренд – это даже не столько импортозамещение, сколько поиск аналогов недоступного теперь западного оборудования и приборов, например, для сопровождения бурения. Сейчас это все нам активно начинает поставлять китайский рынок. Плюс российские производители не стоят на месте. Я уверен, что будет происходить рост сервиса –

сегментов ГРП, ГНКТ и, как флагмана, бурения.

**ВК: Какие изменения ситуации на нефтесервисном рынке за прошедшие полгода Вы бы отметили?**

**В.С.:** Ситуация сильно не поменялась за эти месяцы. Как была достаточно сильная конкуренция, так и осталась. Кадровая проблема как была, так и есть. Но мы изучаем рынок труда, естественно, Поволжья, и у нас эта проблема решается. Однако по некоторым позициям, где кадровый голод у всех, и у нас он тоже ощущается.

**ВК: Какие специальности самые дефицитные?**

**В.С.:** Если, к примеру, кандидатов на должности операторов ГРП у нас уже достаточно быстро получается находить, то по таким базовым должностям, как водители, слесари, стропальщики, голод очень сильный. Также трудно найти инженеров-механиков, специалистов по ГСМ, геологов. Сегодня даже недавний студент без опыта выбирает по деньгам. Еще одна особенность, доставшаяся в наследство от ковидного периода, – это возможность удаленной работы, которой желают воспользоваться все, кто непосредственно не занят на

Будет происходить рост сервиса – сегментов ГРП, ГНКТ и, как флагмана, бурения.

Руководство уже предлагает нам рассматривать вопросы, связанные с выходом на внешние рынки.

скважине. Практика показала, что многие специалисты – инженеры, дизайнеры, экономисты, кадровики – могут вполне себе работать на удаленке. Люди работают из дома по той же вахте, а для работодателя это экономия на аренде, оплате проезда и т. п. В принципе, очень хороший тренд.

**ВК: Есть ли у компании «КРС-Сервис» перспективные планы по выходу на новые рынки?**

**В.С.:** На первом этапе перед нами стоит задача закрыть потребности ПАО «Татнефть». У нас планируется загруженность 95%. Сейчас отлаживаем производство, условно – запускаемся в поток. Но руководство уже предлагает нам оценивать, рассчитывать, рассматривать вопросы, связанные с выходом на внешние рынки. И мы не планируем останавливаться на двух флотах ГРП.

**ВК: Внешние рынки – это другие регионы России?**

**В.С.:** Да.

**ВК: А что вы думаете об экспорте своих услуг за пределы РФ?**

**В.С.:** Это тоже возможно в регионах деятельности «Татнефти». Задачи такие стоят. Начинаем прорабатывать их решения.

**ВК: Успехов Вам!**

Вела беседу Галина Булыка,  
«Время колтюбинга. Время ГРП»

# Применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений

## Селективный тампонажный раствор на ПАВ-полимерной основе для ограничения водопритока в условиях высокой минерализации пластовых вод

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, СВ.В. АКСЕНОВА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В технологиях ограничения водопритока (в том числе в горизонтальных скважинах) наиболее предпочтительным является применение материалов селективного действия.

На основании литературных данных, а также отечественного опыта применения реагентов для ограничения водопритока в качестве наиболее перспективных технологий предлагается использовать водорастворимые селективные составы, способные коагулироваться на контакте с минерализованной водой объекта, образуя изолирующий экран. В качестве подобных систем могут выступать технологии на основе полимеров акрилового ряда (ГИПАН, ГИВПАН и др.) или неорганических составов (например, жидкое стекло) [1].

Известно, что раствор ГИПАНа при взаимодействии с минерализованной водой мгновенно формирует гель-осадок. Для работ по ограничению водопритока в скважины с высоким фактором обводненности такая полимерная система не подходит.

Поэтому в данной работе предложено использование раствора ГИПАНа в виде эмульсии во избежание преждевременного взаимодействия с пластовой водой объекта.

Механизм тампонирующего действия заключается в следующем. Первоначально эмульсия на основе ГИПАНа при взаимодействии с пластовой водой не образует геля или осадка. Однако по мере прохождения состава через пористую среду ПАВ, входящий в состав композиции, адсорбируется на частицах пористой среды и тем самым высвобождает из эмульсии полимерный раствор. Далее ГИПАН из полимерного раствора, взаимодействуя с минерализованной водой, содержащей ионы двухвалентных металлов, образует вязкоупругий гель-осадок различной степени прочности. Структуру гель-осадка оценивают по классификатору Сиданска [2]. На контакте с нефтью ГИПАН не коагулирует.

Для оценки механизма действия эмульсионного состава разработанную композицию фильтровали через насыпку

кварцевого песка марки ВС-030-В фракции 0,1–0,4 мм на фильтр-прессе для определения водоотдачи буровых растворов. Фильтрат, выходящий из песочной пачки, смешивали с минерализованной водой объекта для определения возможности образования гель-осадка и его дальнейшей оценки. Образование из фильтрата резиноподобной массы объяснялось адсорбцией ПАВ на частичках песка, разрушением эмульсии и высвобождением полимерного раствора (рис. 1).



**Рисунок 1 – Образование геля из фильтрата**

Параллельно проводился опыт по оценке взаимодействия свежеприготовленной эмульсии с минерализованной водой (без фильтрации). Согласно механизму, при смешении с водой эмульсия до фильтрации не образовала осадок. Система разделилась на верхний слой (эмульсия) и нижний слой (минерализованная вода).

Эксперименты по оценке агрегативной устойчивости и термостабильности композиции показали, что разработанный состав стабилен более суток при температуре 24 °С и более 8 часов при температуре 40 °С, количество отделившейся углеводородной фазы через сутки составило не более 2%.

В рамках исследований также были проведены фильтрационные эксперименты с использованием пластовых флюидов одного из месторождений Самарской области. По итогам испытаний

**Таблица 1 – Взаимодействие разработанной композиции с технологическими жидкостями и пластовой водой объекта**

№ п/п	Состав смеси	Внешний вид системы
1	Селективный водоизоляционный состав : пресная вода = 1:1	
2	Селективный водоизоляционный состав : раствор хлористого натрия ( $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$ ) = 1:1	
3	Селективный водоизоляционный состав : раствор хлористого кальция ( $\rho = 1,20 \text{ г/см}^3$ ) = 1:1	
4	Селективный водоизоляционный состав : пластовая вода ( $\rho = 1,17 \text{ г/см}^3$ ) = 1:1	

на водонасыщенных и нефтенасыщенных насыпных моделях отношение полученных значений фактора остаточного сопротивления составило 0,08, что позволяет охарактеризовать эмульсионный осадкообразующий состав как селективный материал для ограничения водопритока в условиях высокой минерализации пластовых вод.

Экспериментально доказано отсутствие преждевременного образования гель-осадка при взаимодействии разработанного селективного водоизоляционного

состава с различными жидкостями – продавочными жидкостями и моделями пластовых вод высокой минерализации (табл. 1).

Разработанный состав способен образовать гель-осадок при взаимодействии с пластовой водой, содержащей ионы  $\text{Ca}^{2+}$  только после адсорбции ПАВ в пористой среде. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
2. Patent US4683949. Sydansk et al. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel.

## Исследования водорастворимых полимеров для разработки селективного осадкообразующего состава

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, СВ.В. АКСЕНОВА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Осадкообразующие составы – достаточно обширная группа реагентов для ограничения водопритока в скважинах. Применение осадкообразующих реагентов в пластовых условиях приводит к выпадению нерастворимого осадка в водонасыщенных зонах. Осадок может выпадать в результате взаимодействия реагентов между собой, либо как продукт реакции реагентов с солями пластовой воды, либо как продукт реакции непосредственно с пластовой водой. Среди осадкообразующих реагентов выделяют гидролизированный полиакрилонитрил (ГИПАН), ГИВПАН, соли некоторых металлов, жидкое стекло, сложные эфиры, органические силикаты и другие реагенты [1].

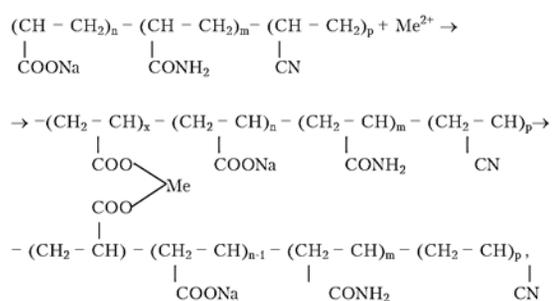
ГИПАН представляет собой линейный сополимер, содержащий

63–80% акрилата натрия, 10–27% акриламида и 1–10% акрилонитрила.

В результате взаимодействия раствора ГИПАНа с минерализованной водой образуется вязкоупругий гель-осадок различной степени прочности [2]. Структура получаемого гель-осадка зависит как от содержания ионов двухвалентных металлов в минерализованной воде, так и от концентрации самого ГИПАНа в растворе. Так, например, растворы ГИПАНа низкой концентрации (1–3% масс.) в минерализованных водах образуют рыхлые слабоструктурированные гель-осадки. При увеличении концентрации полимера в растворе, структура получаемого гель-осадка меняется, возможно образование резиноподобной эластичной массы.

Хлористый кальций в данном случае выступает в роли коагулирующего агента. Взаимодействие ГИПАНа с

ионами поливалентных металлов ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ), содержащихся в пластовых водах, приводит к мгновенной коагуляции поверхностного слоя полимера [3]. Поэтому свойства осадкообразующих реагентов данной группы напрямую зависят от компонентного состава пластовых вод. Механизм образования изолирующего экрана с применением растворов ГИПАНа можно изобразить следующей схемой (рис. 1).

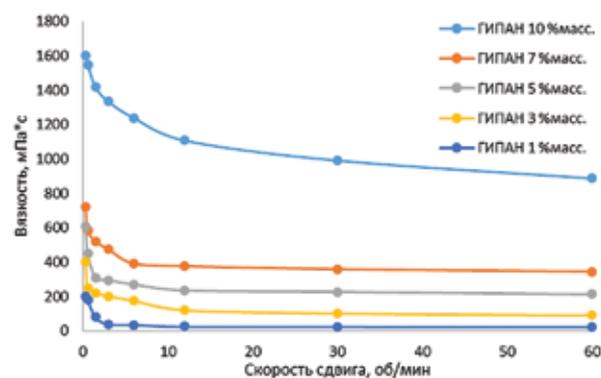


**Рисунок 1 – Взаимодействие ГИПАНа с ионами поливалентных металлов (Me)**

В работе представлены реологические исследования водных растворов ГИПАНа различных концентраций, а также проведена оценка объема и структуры образующихся гель-осадков при взаимодействии растворов полимера с моделью пластовой воды (общая минерализация = 198 г/л) с определением объема образующихся гель-осадков, а также с оценкой структуры полученных систем [4]. Испытания проводились при температуре 20 °С.

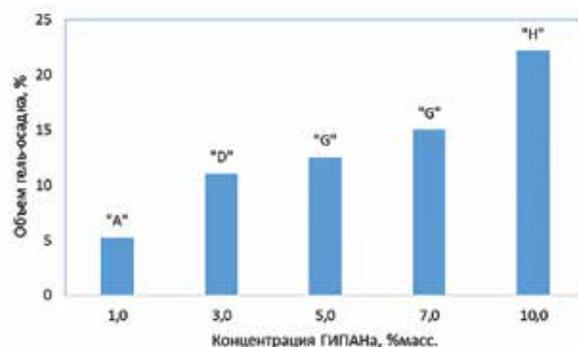
Растворы ГИПАНа представляют собой неньютоновские системы с псевдопластичным поведением течения (рис. 2).

Экспериментально доказано, что, например, применение концентрации ГИПАНа менее 5% масс. приводит к образованию слабоструктурированного гель-осадка.



**Рисунок 2 – Реологические свойства водных растворов ГИПАНа**

Увеличение концентрации полимера в растворе, а также увеличение концентрации хлористого кальция приводит к большему объему получаемого гель-осадка (рис. 3), а также к его упрочнению (по классификатору Сиданска: от «А» – исходный раствор до «G», «H» – малодеформируемые гели).



**Рисунок 3 – Оценка объема и структуры гель-осадка ГИПАНа**

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Демахин С.А., Демахин А.Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины // Издательский дом Недра – 2011.
2. Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г., Газизов А.Ш., Булгаков Р.Т. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины // Москва: Недра, 1976. – 175 с.
3. Коломиец А.М. Исследование закономерностей, влияющих на кольматирующие свойства полимерных промывочных жидкостей // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки, 2011. – № 3. – С. 98–101.
4. Patent US4683949. Sydansk et al. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel.

# Исследование влияния полимеров целлюлозы на свойства пены в составе пеногелевых систем

В.А. ЦЫГАНКОВ, Д.С. ШИРОКОВ, А.В. ГЕВОРКЯН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время существует проблема проявления газа и воды в нефтедобывающих скважинах, что приводит к уменьшению дебита нефти и многократному увеличению добычи газа и воды. Для решения данной проблемы можно использовать пеногелевые составы, которые вспениваются проявляющимся газом и блокируют поровое пространство, насыщенное водой и/или газом, тем самым не давая прорываться газу и воде в добывающую скважину. Данный метод имеет ряд плюсов, которые побуждают изучать технологию, представленную выше. Пенные системы, исходя из литературных источников, могут регенерироваться при прорыве газа сквозь уже образованный барьер [1]. Также пенные системы можно разрушить при риске навредить добывающей скважине.

В данной работе изучено влияние различных полимеров целлюлозы на свойства пены. Пенообразующим агентом был выбран Неонол АФ 9-12, а полимерной основой были выбраны полимеры целлюлозы: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), полианионная целлюлоза (ПАЦ) и гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ). Были выявлены зависимости кратности и стабильности пенных систем от концентрации пенообразующего ПАВ и рассматриваемых полимеров [2].

В результате исследований сделаны следующие выводы:

1. Пена, содержащая ПАЦ, во всех

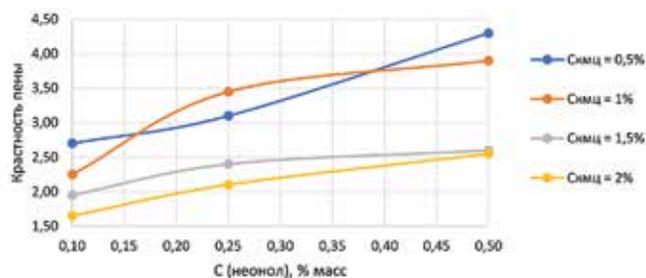


Рисунок 1 – Зависимость кратности пены, содержащей КМЦ, от концентрации ПАВ

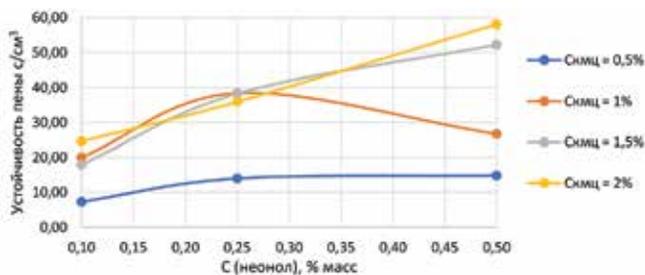


Рисунок 2 – Зависимость устойчивости пены, содержащей КМЦ, от концентрации ПАВ

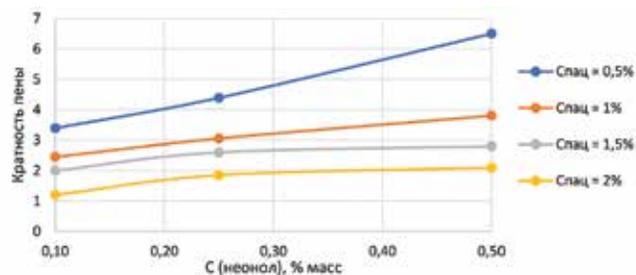


Рисунок 3 – Зависимость кратности пены, содержащей ПАЦ, от концентрации ПАВ

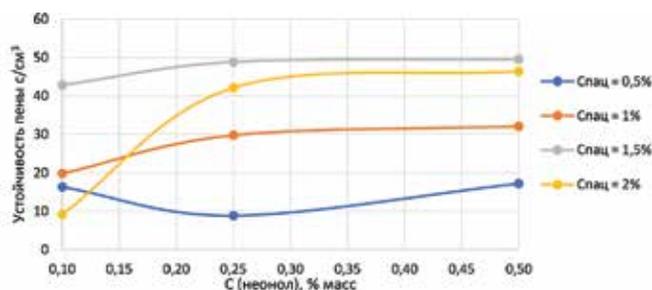
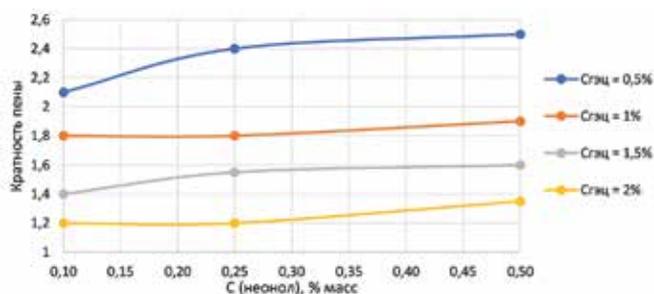
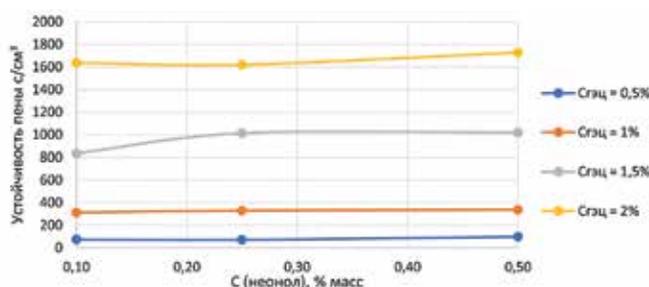


Рисунок 4 – Зависимость устойчивости пены, содержащей ПАЦ, от концентрации ПАВ



**Рисунок 5 – Зависимость кратности пены, содержащей ГЭЦ, от концентрации ПАВ**



**Рисунок 6 – Зависимость устойчивости пены, содержащей ГЭЦ, от концентрации ПАВ**

исследованных соотношениях показала худший результат, значения кратности и устойчивости не предполагают дальнейшего исследования и разработки состава на его основе.

2. Пена, содержащая КМЦ, по исследованным соотношениям показала средний результат. По

сравнению с другими полимерными составами система имеет высокое значение кратности и устойчивости. По показателям вязкости можно предположить, что состав на основе КМЦ может использоваться как на среднепроницаемых, так и на низкопроницаемых участках пласта.

3. Пена, содержащая ГЭЦ, по исследованным соотношениям показала очень высокие значения устойчивости, но минимальные значения кратности, исходя из вязкости можно предположить, что состав на основе ГЭЦ можно будет использовать только в высокопроницаемых участках пласта. ☺

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Стрижнев В.А. Самогенерирующиеся пенополимерные составы для водо- и газоизоляционных работ / В. А. Стрижнев, А. Т. Ахметов, А. А. Валиев [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2022. – № 8 (644). – С. 35–45.
2. Амиян В.А. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: учеб. пособие для средних профессионально-технических училищ / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич, Е. Н. Бекиш. – М.: Недра, 1987. – 229 с.

## Сравнительная оценка влияния формы используемого в растворах полиакриламида на фильтрационно-емкостные свойства пористой среды

Л.А. МАГАДОВА, В.Б. ГУБАНОВ, С.А. БОРОДИН, Д.С. ШИРОКОВ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, отделение НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

Полиакриламид (ПАА) в нефтегазовой отрасли достаточно широко применяют в составах буровых растворов, при полимерном заводнении, проведении операции ГРП.

Существуют различные формы

реагента на основе полиакриламида. Наибольшее распространение получили ПАА в сухом виде, а также ПАА в виде суспензии в углеводородной среде.

В основном ПАА в сухом виде применяется при полимерном

заводнении из-за его относительной дешевизны по сравнению с суспендированной формой. При проведении гидроразрыва пласта ПАА применяют в виде суспензии для упрощения ввода реагента и снижения затрат времени на его гидратацию.

Однако здесь возникают вопросы по поводу влияния суспендированной формы на проницаемость порового пространства и о влиянии формы реагента на технологические свойства жидкости. В отличие от полиакриламида в чистом виде, в суспендированную форму добавляются глинистый материал для укрепления суспензии, ПАВ-стабилизатор, а также присутствует углеводородная составляющая.

В отделении НЦМУ были проведены исследования по оценке влияния формы используемого ПАА на фильтрационно-емкостные свойства пористой среды.

Исследования проводились на установке Core Flood System CFS 700 производства Vinci Technologies с использованием насыпной модели пласта. Условия проведения испытаний: температура 25 °С, противодействие 7,0 МПа.

Этапы фильтрационных исследований состояли в подготовке насыпной модели пласта, то есть в заполнении ее молотой фракцией кварцевого песка, насыщении модели водным раствором KCl концентрацией 2% масс. Определялась исходная проницаемость модели в процессе фильтрации через модель раствора KCl. Далее в первом эксперименте выполнялась закачка водного раствора сухого ПАА в концентрации 0,4% масс. до стабилизации перепада давления, остановка эксперимента

на выдержку в течение 16 часов и вытеснение раствора ПАА при последующей закачке 2% масс. раствора KCl до стабилизации перепада давления.

Во втором, сравнительном, эксперименте на соответствующем этапе опыта выполнялась закачка раствора суспендированного ПАА также в концентрации 0,4% масс. по сухому веществу.

Результаты исследований представлены на рис. 1 в виде графиков зависимости относительного приведенного перепада давления  $R$  от относительного накопленного объема закачки  $V_{\text{зак.}}/V_{\text{пор.}}$

$$R = \frac{\frac{\Delta P_{\text{тек}}}{Q_i}}{\frac{\Delta P_0}{Q_0}} = \frac{\Delta P_{\text{тек}} \cdot Q_0}{\Delta P_0 \cdot Q_i}, \quad (1)$$

где  $\Delta P_0$  и  $Q_0$  – перепад давления и расход при закачке раствора KCl для определения исходной проницаемости модели пласта.

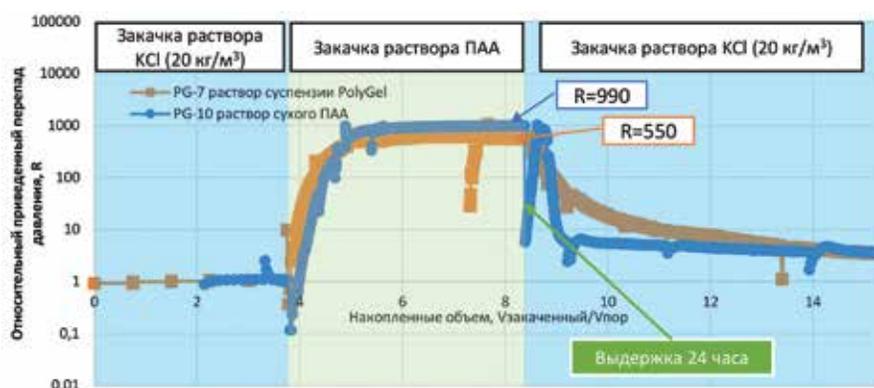
$\Delta P_i$  и  $Q_i$  – текущие значения перепада давления и расхода на последующих этапах эксперимента.

При сравнительном анализе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1) при закачке раствора сухого ПАА наблюдается более высокий перепад давления, чем при закачке раствора суспендированного ПАА.

2) После закачки раствора сухого ПАА и суспендированного ПАА получен одинаковый коэффициент восстановления проницаемости, однако при фильтрации раствора KCl после закачки раствора сухого ПАА процесс восстановления проницаемости происходил быстрее.

Проведение дополнительных



**Рисунок 1 – Зависимость относительного приведенного перепада давления от накопленного объема закачанного флюида в долях порового объема насыщенной модели**

исследований с различными марками ПАА позволит более точно определить влияние формы поставляемых реагентов на восстановление проницаемости порового пространства после применения технологий с их использованием. ☉

## Подбор сшивателей для водорастворимых полимеров на основе целлюлозы

Л.А. МАГАДОВА, В.В. СОКОЛОВА, Д.Д. ПОЛЯКОВ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Актуальность данной работы заключается в подборе индивидуального сшивателя к различным полимерам, что позволит с большей эффективностью заменять используемые сшитые системы для проведения различных работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

В рамках исследований были выбраны такие полимеры, как карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), полианионная целлюлоза (ПАЦ) и метилэтилцеллюлоза (МЭЦ). Важная способность данных полимеров – это их способность образовывать сшитую структуру. Сшивка полимеров основывается на том, что поперечные связи между макромолекулами могут иметь ковалентную, ионную, ионно-координационную природу, а также возникать за счет водородных связей.

Сшивка ковалентными связями называется химической и является необратимым процессом. Сшивка ионными и ионно-координационными связями, а также

за счет водородных связей называется физическим связыванием, которое является обратимым процессом (водородные связи лабильны, т. е. устойчивы при определенных условиях) [1].

В литературных источниках указано, что полимеры на основе целлюлозы сшиваются при 93 °С различными сшивателями, такими как полистирольный сульфат, поливинилпиролон, ацетат хрома, бихромат калия и др. [2]. Исходя из данной информации, были проведены лабораторные исследования по сшивке нескольких полимерных систем, которые могут выступать в качестве основы жидкостей глушения при их использовании в условиях аномально низких пластовых давлений. Вязкоупругая жидкость (сшитый полимер) – это система, способная образовывать определенную структуру, характеризующуюся способностью не разрываться в условиях упругих и жестких деформаций. Были получены

вязкоупругие составы на основе КМЦ, ПАЦ, МЭЦ.

Основными условиями сшивки производных целлюлозы бихроматом калия являются температура и время, в случае КМЦ и ПАЦ – это температура не менее 80 °С, причем при повышении температуры процесс сшивки ускоряется. Время сшивки занимает не менее 4 часов.

Сшивка МЭЦ бихроматом калия требует меньшего термического воздействия и времени гелирования, чем в случае сшивки ПАЦ и КМЦ. Для получения сшитой вязкоупругой системы на основе МЭЦ, особенностью которой является сохранение характеристик «звнящего» геля при постоянной температуре (при понижении температуры гель теряет форму, но продолжает сохранять вязкоупругие свойства), необходимо добавить бихромат калия после полного распускания полимера в водном растворе, затем раствор подвергнуть нагреванию. Для протекания реакции достаточно 50 °С, также время сшивки можно уменьшить посредством повышения температуры.

Сшивка ПАЦ происходит не мгновенно, так как ионы алюминия оттягивают на себя молекулы полимера, из-за чего происходит

временная потеря вязкости. После протекания данного процесса происходит сшивка с помощью ковалентных связей и раствор набирает вязкость, а затем и вязкоупругие свойства. Реакция проходит при комнатной температуре в течение 2 часов.

В ходе работы были подобраны следующие индивидуальные сшиватели и условия сшивки для различных производных целлюлозы (табл. 1). ☉

**Таблица 1 – Сшиватели и условия сшивки производных целлюлозы**

Полимер		Сшиватель		Температура, °С
Вещество	% масс.	Вещество	% масс.	
КМЦ	0,5–4,3	Бихромат калия	1,2–3,2	50–100
ПАЦ НВ	0,6–4,2	Бихромат калия	1,2–3,2	50–100
МЭЦ	0,5–4,5	Бихромат калия	1,1–3,5	50–100
ПАЦ НВ	1,2–3,8	Полиоксихлорид алюминия	0,2–0,8	Комнатная температура

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Карасева С.Я. Химические реакции полимеров: учеб. пособие / Карасева С. Я. – Самара: Самарский гос. технический ун-т, 2012. – 29 с.
2. Рябоконт, С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт. – 3-е изд., доп. и перераб. – Краснодар: [б. и.], 2016. – 382 с.

## Влияние хлорида калия на адсорбцию полиакриламида

**К.А. ПОТЕШКИНА, Е.Д. ТЕСЕЛКИНА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина**

Полиакриламид (ПАА) находит широкое применение в составе технологических жидкостей для закачки в нефтегазовые пласты (полимерное заводнение, жидкости для ограничения водопритока,

буровые растворы, жидкости гидроразрыва пласта и др.) [1, 2].

Одним из важнейших свойств ПАА является его высокая адсорбция на поверхности породы. Из-за процессов адсорбции изменяются свойства

раствора – снижается концентрация полимера и свойства породы: размер порового пространства, проницаемость, физико-химические свойства поверхности породы. Все это может оказывать влияние на эффективность скважинных обработок с применением ПАА.

В данной работе изучалась статическая адсорбция раствора ПАА с высокими молекулярной массой и степенью гидролиза. Было проведено сравнение адсорбционных характеристик растворов ПАА, приготовленных на дистиллированной воде и на растворе 2%-го хлористого калия. Для более точного сравнения был проведен подбор адсорбционной

модели и расчет констант адсорбции. Адсорбент представлял собой кварцевый песок фракции 0,08–0,28 мм, предварительно промытый и осушенный при температуре 105 °С в течение 5 часов.

Статическую адсорбцию проводили в герметичном контейнере путем смешения 100 г адсорбента и 50 г полимерного раствора. Полученные контейнеры выдерживали в течение 48 ч при комнатной температуре в темном месте. Каждые 6 часов смесь перемешивали для более полного распределения полимера. Для учета термической и механической деструкции ПАА ставилась холостая проба.

Количественный анализ ПАА в растворе осуществлялся методом светорассеяния на спектрофотометре КФК-3КМ при длине волны 490 нм,

путем смешения раствора ПАА с «отбеливающим» раствором, состоящим из растворов уксусной кислоты и гипохлорита натрия [3].

Для полученных данных изменения адсорбции от концентрации ПАА был выполнен подбор математической модели адсорбции в зависимости от концентрации. Для этого были выбраны следующие модели: Ленгмюра, Фрейндлиха и Темкина. Данные модели являются двухпараметрическими, и их расчет выполняется при помощи метода линейной регрессии [4]. Уравнения полученных линейных графиков и их коэффициент детерминации представлены в табл. 1.

**Таблица 1 – Полученные уравнения прямых для растворов полимеров, приготовленных на дистиллированной воде и растворе 2% КСl**

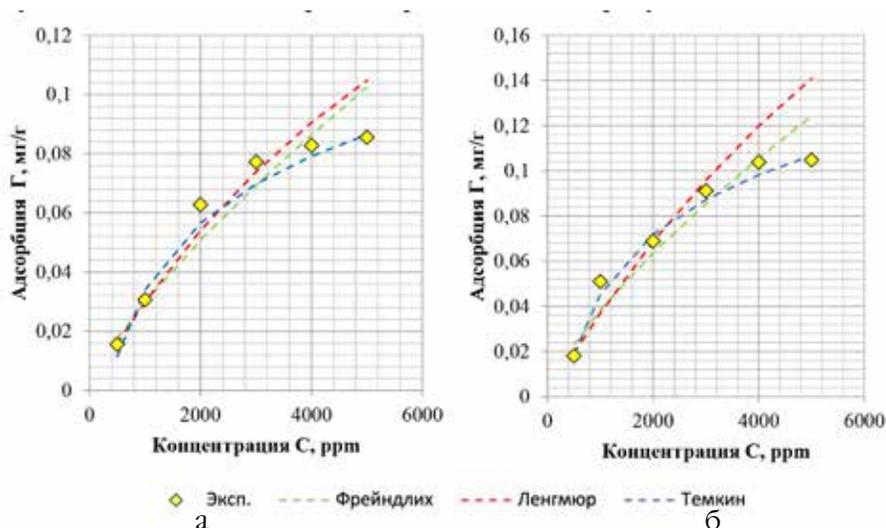
Модель	Полученное уравнение		Коэффициент детерминации, R <sup>2</sup>	
	Дист. вода	2% КСl	Дист. вода	2% КСl
Ленгмюр	$\frac{1}{\Gamma} = 24854 \cdot \frac{1}{C} + 3,57$	$\frac{1}{\Gamma} = 24948 \cdot \frac{1}{C} + 2,11$	0,993	0,953
Фрейндлих	$\log \Gamma = 0,76 \log C - 3,82$	$\log \Gamma = 0,73 \log C - 3,61$	0,955	0,920
Темкин	$\Gamma = 0,075 \cdot \log C - 0,191$	$\Gamma = 0,088 \log C - 0,218$	0,980	0,987

По полученным константам адсорбции были рассчитаны значения адсорбции для каждой из моделей (Ленгмюр, Фрейндлих и Темкин). Полученные значения адсорбции представлены на рис. 1.

Для более точного анализа для каждой модели был рассчитан коэффициент детерминации R<sup>2</sup> (табл. 2).

Анализируя полученные данные, можно отметить следующие закономерности:

– наличие в растворе хлористого



**Рисунок 1 – Графическое представление экспериментальных и расчетных значений адсорбции ПАА, приготовленного на дистиллированной воде (а) и растворе 2% KCl (б)**

**Таблица 2 – Коэффициент детерминации для полученных моделей**

Модель	Ленгмюр	Фрейндлих	Темкин
Коэффициент детерминации, R <sup>2</sup>	0,9337	0,9350	0,9826

калия увеличивает значение адсорбции, что может быть объяснено несколькими причинами: снижением сродства к растворителю и снижением электростатического отталкивания между отрицательно заряженными группами полимера

## Сравнение адсорбции полиакриламида из растворов, приготовленных из порошкового и суспендированного полимеров

К.А. ПОТЕШКИНА, С.А. БОРОДИН, Е.Д. ТЕСЕЛКИНА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время суспендированный полиакриламид (ПАА) находит все большее распространение в процессах нефте- и газодобычи в сравнении с порошковым полимером. При приготовлении ПАА из порошка процесс растворения осложняется скоростью и качеством гидратации полимера. Это вызывает технологические трудности при

и отрицательно заряженной поверхностью;  
– модель Темкина при анализе данного образца ПАА показала наилучшую способность к прогнозированию адсорбции. ©

### ЛИТЕРАТУРА

- Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – 3,32 Мб. ФГБУ НТЦ «ИНФОРМРЕГИСТР». – № 74517, № государственной регистрации 0322300778. – 136 с.
- Mihail, S., Lyubov, M., Denis, M., Polina, K., Sergei, B., & Andrey, F. (2022). Applicability Assessment of Viscoelastic Surfactants and Synthetic Polymers as a Base of Hydraulic Fracturing Fluids. *Energies*, 15 (8), 2827. <https://doi.org/10.3390/en15082827>.
- Магадова Л.А., Потешкина К.А., Мухин М.М., Силин М.А., Макиенко В.В. Определение статической адсорбции полиакриламида оптическими и спектральными методами // Нефтегазовое хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 94–96.
- Ayawei, N., Ebelegi, A. N., & Wankasi, D. (2017). Modelling and Interpretation of Adsorption Isotherms. *Journal of Chemistry*, 2017 (September). <https://doi.org/10.1155/2017/3039817>.

адсорбции на поверхности породы. Наличие в растворе поверхностно-активных веществ и углеводородов может оказывать влияние на значение адсорбции полимера.

Целью данной работы является изучение статической адсорбции ПАА из растворов, приготовленных из порошкового и суспендированного полимера. Объектами исследования были чистый полимер и суспендированный образец – PolyGel, в состав которого входят: ПАА частично гидролизованный, дизельное топливо, стабилизаторы суспензии и поверхностно-активные вещества.

Статическую адсорбцию проводили при смешении растворов ПАА различной концентрации с адсорбентом, представляющим собой кварцевый песок фракции 0,08–0,28 мм. Количественный анализ ПАА до и после взаимодействия с адсорбентом в растворе осуществлялся методом светорассеяния [1]. Была изучена зависимость адсорбции чистого ПАА и PolyGel. Полученные результаты представлены в табл. 1.

**Таблица 1 – Экспериментальные значения статической адсорбции для порошкового ПАА и PolyGel**

Концентрация С, ррт	Адсорбция Г, мг/г	
	Порошок	Суспенд.
1000	0,0307	0,0126
2000	0,0628	0,0238
4000	0,0828	0,0281

Из полученных результатов видно, что значения адсорбции для порошкового ПАА в несколько раз выше, чем для PolyGel. Данный факт можно объяснить наличием в системе ПАВ, которые изменяют смачивающие свойства породы [2, 3].

#### ЛИТЕРАТУРА

- Магадова Л.А., Потешкина К.А., Мухин М.М., Силин М.А., Макиенко В.В. Определение статической адсорбции полиакриламида оптическими и спектральными методами // Нефтегазовое хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 94–96
- Hirasaki G. J., Pope G. A. Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption in the Flow of Polymer Solution Through Porous Media. // Soc Pet Eng AIME J. – 1974. – № 4 (14). – P. 337–346.
- Bessaies-Bey H. [и др.]. Impact of polyacrylamide adsorption on flow through porous siliceous materials: State of the art, discussion and industrial concern // Journal of Colloid and Interface Science. – 2018. (531). – P. 693–704.

#### НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

##### **Вагиз Асхатович Сираздинов**

В.А. Сираздинов родился 21 июля 1991 года в Узбекской ССР.

В 2014 году окончил Альметьевский государственный нефтяной институт.

Трудовую деятельность начал с рабочего на геофизических работах. Был оператором по добыче нефти и газа.

С 2014 по 2023 год работал в компаниях ООО «КАТКонефть», ЗАО «СП «МеКаМиннефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром нефть», где прошел путь от полевого инженера до руководителя направления по инжинирингу ГРП.

С 2023 года по настоящее время занимает должность заместителя начальника цеха ГРП (по технологии) ООО «КРС-Сервис» группы компаний ПАО «Татнефть».



#### NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD

##### **Vagiz Sirazdinov**

Vagiz Sirazdinov was born on July 21, 1991 in the Uzbek SSR.

In 2014, he graduated from the Almeteyevsk State Oil Institute.

He started working as geophysical worker. He was an operator on the oilfield.

From 2014 to 2023, he worked in the companies KATKoneft, MeKaMineft, Tatneft, Gazpromneft, where he worked his way up from field engineer to head of the engineering department of hydraulic fracturing.

From 2023 to the present time, he has held the position of deputy head of the hydraulic fracturing workshop (for technology) of KRS-Service LLC, a group of companies of PJSC Tatneft.

# Итоги Международной выставки «Нефтегаз-2024»

С 15 по 18 апреля 2024 года в ЦВК «Экспоцентр» успешно прошел один из самых крупных нефтегазовых смотров мира – 23-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса – «Нефтегаз-2024».

Выставка проводилась вместе с Национальным нефтегазовым форумом с участием отечественных и зарубежных лидеров нефтяной и газовой отраслей, представителей экспертного сообщества.

Рост выставки по площади, количеству участников и региональному присутствию позволил продемонстрировать новейшие технологические разработки, обсудить актуальные вопросы сегодняшнего дня и выработать меры по развитию отрасли.

Цифры и факты:

- 1020 компаний из 12 стран;
- 420 новых участников;
- 26 439 уникальных посетителей из 52 стран мира и 77 регионов России;
- профессиональные посетители составили 99% посетительской аудитории;
- 70 000 общая площадь экспозиции;
- свыше 50 мероприятий деловой программы, где выступили 343 спикера.

## Президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин:

*– Нефтегаз – это отрасль, которая является одной из основ российской экономики, интегратором как на внутреннем, так и на внешнем рынке. Десятки тысяч компаний поставляют в отрасль свою продукцию. Нефтегазовая отрасль оказалась одной из первых, на которую и были нацелены санкции. Но, тем не менее, и сама отрасль, и те, кто в ней работает, и те, кто для нее производит, справляются с этими вызовами.*

В церемонии официального открытия выставки «Нефтегаз-2024» приняли участие президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации **Сергей Катырин**, председатель комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию топливно-энергетического комплекса **Юрий Шафраник**, президент Союза нефтегазопромышленников России **Геннадий Шмаль**, президент Российского Союза химиков **Виктор Иванов**, врио генерального директора АО «Экспоцентр» **Максим Фатеев**, Чрезвычайный и Полномочный Посол Федеративной Республики Бразилии в Российской Федерации г-н **Родриго Баэна Соарес**, Чрезвычайный и Полномочный Посол Боливарианской Республики Венесуэла



в Российской Федерации г-н **Хесус Рафаэль Саласар Веласкес**.

## Президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль:

*– Главный тренд сегодня – вопросы технологий. Не будем заниматься новыми технологиями, не будет объемов добычи. Я убежден, что тот интеллектуальный потенциал, который есть у наших нефтяников, у тех людей, которые сегодня возглавляют наши нефтяные и газовые компании, позволяет нам с уверенностью смотреть в будущее.*

Почетные гости отметили повышенный интерес к выставке и мероприятиям деловой программы, которая была наполнена актуальной повесткой – от производственных вопросов до проблем импортозамещения и поддержки технологического суверенитета.

Новые технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли представили **1020 компаний из 12 стран: Германии, Индии, Ирана, Казахстана, Китая, Лихтенштейна, Малайзии, Республики Беларусь, Республики**

**Корея, России, Турции, Узбекистана.**

Выставка занимала 6 павильонов (16 залов) и открытые площадки. Площадь экспозиции составила 22 500 кв. м нетто и 70 000 кв. м брутто.

Заметно активизировали свое присутствие на выставке китайские экспоненты. Более 450 компаний представили национальную экспозицию Китая при поддержке Ассоциаций China General Machinery Industry Association Ltd. и China Petroleum & Petrochemical Equipment Industry Association.

Лучшую зарубежную продукцию продемонстрировали такие компании, как Chint Electric Co, Ltd., Jerih Group, Kerui Group, JV LLC MGBUS, JVS Flolow Control, Akkim, Aricell Co. Ltd., KSP Steel, Demag Delaval Services, Bimed, Unika Universal Kablo Sanayi Ve Ticaret A.S. и другие.

518 российских участников ознакомили со своими разработками и оборудованием: ПАО «Транснефть», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», АО «ОМК», ООО «Тобол», ООО НПП «Буринтех», НПП «Элемер», ООО «Уфагидромаш», ПАО «ТМК», НПО «Ризур», НПФ «Пакер», АО «Коломенский завод», ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», ООО «Курский электроаппаратный завод» (ООО «КЭАЗ»), АО «НИПОМ», ООО «ОКБ ВЕКТОР», ОАО «Уральский трубный завод», ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод» (ОАО «ЭЛДИН»), ООО «КИБЕРСТАЛЬ», НПП ООО «Куйбышев Телеком-Метрология», ОАО «Нефтеавтоматика», ООО «Релематика», НПП

«СПЕЦКАБЕЛЬ», ООО «Промышленные измерения и автоматизация», ООО «АРТ-ЭЛЕКТРО», ФГУП «СПО «АНАЛИТПРИБОР», ООО ПО «Волгоградский завод резервуарных конструкций», ООО «ЗАВОД ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ», ООО «ЗАВОД АГРЕГАТТУРБОМАШ», ООО «ИРЗ ТЭК», ООО «Краснодарский компрессорный завод», АО «Протон», АО «Сарапульский электрогенераторный завод», ООО «Томсккабель», АО «Фирма «СОЮЗ-01», ООО «НПП «Макромер им. В.С. Лебева», ООО «Машойл», Группа ФИД и другие.

На выставке «Нефтегаз-2024» при содействии региональных центров поддержки предпринимателей с коллективными стендами участвовали Краснодарский край, Пермский край, Новгородская, Омская, Орловская, Ульяновская, Челябинская области, Республика Карелия, Удмуртская Республика, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра.

Вниманию посетителей было предложено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение и многое другое.

За четыре дня работы выставку посетили



**Представители Группы ФИД на выставке «Нефтегаз-24»**



26 439 специалистов из 52 стран.

Важным событием стал **Национальный нефтегазовый форум**, в работе которого приняли участие первый заместитель министра энергетики РФ **Павел Сорокин**, заместитель министра промышленности и торговли РФ **Михаил Иванов**, вице-президент ТПП РФ **Дмитрий Курочкин**, председатель Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России **Юрий Шафраник**, заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, президент Союза нефтегазопромышленников России (член ТПП РФ) **Геннадий Шмаль**, член Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, директор Межотраслевого экспертно-аналитического центра Союза нефтегазопромышленников России Анатолий Замрий и другие почетные гости и ведущие эксперты.

На стратегической сессии «Российский ТЭК – функционирование в условиях внешних ограничений. 10 лет спустя» **Юрий Шафраник** обратил внимание участников на направления развития глобального газового рынка, отметил важность скорейшего внедрения собственных технологий для роста производства российского сжиженного природного газа.

На заседании круглого стола «Расширение производственной кооперации как стратегический приоритет достижения технологического суверенитета странами ЕАЭС» **Дмитрий Курочкин** отметил, что развитие кооперационных связей в промышленности в рамках ЕАЭС является важной составляющей экономического сотрудничества внутри Союза и ТПП России стала инициатором продвижения данного направления в рамках реализации промышленной политики.

**Геннадий Шмаль** выступил модератором

круглого стола «Управление запасами и рациональное недропользование». По его мнению, для наращивания нефтяных запасов в приоритетном порядке необходимо увеличивать объемы разведочного бурения, быстрее внедрять в производство передовые технологии в сейсморазведке.

**Павел Сорокин** представил сбалансированную фискальную систему, которая позволяет как развивать новые месторождения, так и поддерживать действующие. О приоритетных задачах Минпромторга России в части импортозамещения подробно рассказал **Михаил Иванов**.

Панельная дискуссия на тему «Технологическое обеспечение отечественной нефтегазовой отрасли» объединила ключевых экспертов и лидеров индустрии для обсуждения актуальных вопросов развития и модернизации российского ТЭК.

В рамках деловой программы выставки «Нефтегаз-2024» в зоне деловой программы NEFTEGAZ.Live прошел круглый стол «Сжиженный природный газ. Особенности реализации проектов, инновационные решения в ТЭК». Его организаторами выступили «Экспоцентр» и Национальная ассоциация сжиженного природного газа. Модератором мероприятия выступил президент, председатель правления Национальной ассоциации СПГ **Павел Сарафанников**.

О мерах поддержки отрасли сжиженного природного газа со стороны государства, а также о новом подходе к импортозамещению нефтегазового оборудования рассказал **Хаджимурат Саадулаев**, начальник отдела развития нефтегазового оборудования Департамента машиностроения для топливно-энергетического комплекса Минпромторга России.

АО «Экспоцентр» совместно с ассоциацией «Российский национальный комитет Мирового

нефтяного совета» на площадке NEFTEGAZ.Live организовал научно-практическую конференцию «Инновационная поддержка лидерства: возможности и перспективы». Ее провел

**Валерий Бессель**, член Экспертного совета Комитета по энергетике Государственной Думы Федерального Собрания РФ VII и VIII созывов.

Конференция проходила в трех секциях. В рамках первой, посвященной отраслевым трендам, выступил **Валерий Язев**, первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по природным ресурсам, природопользованию и экологии. Он отметил, что тема конференции сверхактуальна. Фундаментальной проблемой не только в нефтегазовой отрасли, но и в нефтедобывающей является повышение ее эффективности на всех этапах – от геологоразведки до глубокой переработки. Конечный нефтегазовый продукт, по мнению спикера, формирует сервисная компания: стоимость технологий и оказание услуг по геологоразведке, добыче, ремонту скважин, а далее по переработке и логистике. Все эти этапы формируют стоимость продукта.

**Олег Жданев**, руководитель Центра компетенций технологического развития в ТЭК, ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, рассказал о

состоянии нефтегазового комплекса, о том, что его благополучие базируется на достижениях технологического суверенитета смежных отраслей.

Вторая секция была посвящена цифровизации и автоматизации, третья – инновациям. Спикеры затронули тему импортозамещения и импортонезависимости в сфере контрольно-измерительных приборов и автоматики, производства альтернативных видов топлива, утилизации отходов вахтовых поселков и месторождений, а также пользы раздельного сбора мусора.

В рамках выставки в зоне делового общения NEFTEGAZ. Live прошли конференция «Безопасная работа в нефтегазовой отрасли. Актуальные вопросы в области технического регулирования, промышленной и экологической безопасности нефтегазового комплекса», панельная сессия «Развитие цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли и роль молодежи».

Проведение выставки и форума на единой площадке подчеркивает важность консолидации усилий государства, бизнеса и экспертов для решения стратегических задач нефтегазовой индустрии. Мероприятия стали эффективной платформой для обмена опытом, укрепления партнерства и выработки совместных инициатив по обеспечению технологического суверенитета российского ТЭК. ©

## В Югре идет подготовка к технологической выставке «Сургут. Нефть и газ – 2024»



Международная специализированная технологическая выставка «Сургут. Нефть и газ – 2024» создана для демонстрации новейших достижений в области геологоразведки, разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, технологических решений для повышения эффективности работы и безопасности производства, оборудования и материалов для нефтегазовой промышленности.

В этом году XXIX Международная выставка «Сургут. Нефть и газ – 2024» пройдет в Сургуте с 25 по 27 сентября, где будут представлены самые масштабные разработки и решения в области нефтегазовой промышленности. Для всех участников мероприятия будут доступны специализированные конференции, семинары и мастер-классы с участием ключевых экспертов нефтегазовой отрасли.

Хотите обменяться передовыми идеями и обсудить последние достижения в нефтегазовой индустрии? Или необходимо найти новых потенциальных партнеров и заказчиков?

Приглашаем стать частью будущего нефтегазовой отрасли и участвовать в важном событии для российской и мировой нефтегазовой индустрии!

Регистрация на мероприятие уже открыта и доступна по адресу: <https://sngexpo.ru/>.

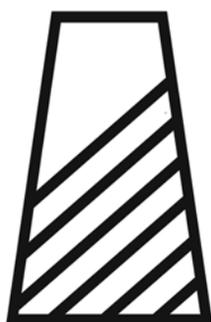
К участию приглашаются представители нефтегазовых компаний, научно-исследовательских институтов, предприятий, производящих специализированное оборудование и технологии.

Мероприятие пройдет по адресу: Россия, ХМАО-Югра, г. Сургут, ул. Энергетиков, д. 47.

Подробную информацию можно получить на сайте <https://sngexpo.ru/> или по телефону: 8 (3462) 94-34-54.

Организатор мероприятия: АО «Окружной выставочный центр «Югорские контракты». При поддержке правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, ПАО «Сургутнефтегаз», Торгово-промышленной палаты ХМАО – Югры, Администрации г. Сургута. ©

# Российский нефтегазовый технический конгресс пройдет в Москве



## РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС

29-31 октября 2024 года в отеле «Лесная Сафмар» в Москве соберутся представители ведущих компаний, организаций, независимые эксперты, чтобы обсудить современные принципы и технологии в нефтегазовом комплексе РФ и мира.

Российский нефтегазовый технический конгресс (Конгресс РНТК) является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно Обществом инженеров нефтегазовой промышленности в октябре уже 14 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли.

В программный комитет входит более 30 специалистов и руководители из компаний-операторов, сервисных компаний, таких как: ПАО «НК Роснефть», ПАО «НОВАТЭК», «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ФАУ «ЗАПСИБНИИГТ», ФБУ «ГКЗ», «РН-БашНИПИнефть», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и др. Полный список программного комитета представлен на сайте Конгресса РНТК [www.rntk.org](http://www.rntk.org).

В этом году в Конгрессе запланирована организация ряда пленарных сессий, более 150 докладов, 25 технических сессий, круглые столы, экскурсии. Значительная часть программы включает в себя темы, ставшие уже традиционными: разработка месторождений, строительство скважин, МУН, интенсификация добычи, цифровые технологии, моделирование и др. Часть

направлений Конгресса будет связана с новыми темами, относящимися к перспективам декарбонизации и развитию альтернативной энергетики.

Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий, научно-исследовательских институтов раз в год собираются вместе на площадках Конгресса для обмена идеями, практическим опытом, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями. Разрабатывая техническую программу, организаторы учитывают наиболее перспективные направления и новые технологии, ищут и привлекают специалистов нефтегазовых профессий со всего мира, которые делятся информацией, знаниями, тем самым поддерживая высокий научный и технический уровень Конгресса.

В рамках Конгресса РНТК – 2024 также состоится выставка, которая обеспечит партнерам мероприятия возможности для встречи с новыми заказчиками, для представления новейших достижений своей компании, информации о продукции и услугах.

За дополнительной информацией о Конгрессе РНТК, пожалуйста, обращайтесь по электронной почте [info@rntk.org](mailto:info@rntk.org), по телефону +7 (495) 190-72-16 и на страницах [www.rntk.org](http://www.rntk.org), <https://vk.com/rntkcongress>, [https://t.me/rntk\\_congress](https://t.me/rntk_congress) 

# Технический форум «Технологии внутрискважинных работ. ГРП, ГНКТ и заканчивание скважин» состоялся в Москве



ФОРУМЫ РНТК

## ГРП-2024

технологии  
внутрискважинных  
работ

22-23 мая 2024 года в Москве собрались представители ведущих компаний и организаций, занятых вопросами ГРП, МГРП, ГНКТ, технологий заканчивания, диагностики и мониторинга скважин, разработки и применения программного обеспечения для интенсификации добычи.

**Технический форум «Технологии внутрискважинных работ. ГРП, ГНКТ и заканчивание скважин – 2024»** (Форум ГРП – 2024) – одно из ряда отраслевых мероприятий, проводимых в течение года в рамках Российского нефтегазового технического конгресса (Конгресса РНТК).

Главной целью прошедшего Форума было создание неформальной дискуссионной площадки для работы и общения профессионалов нефтегазовой отрасли на темы многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), производства и использования гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Практики их эксплуатации, контроля, технологии заканчивания скважин МГРП вызвали живой интерес участников. Возможности цифровизации, расчета, проектирования, анализа полученных данных для повышения отдачи посредством современных IT-систем также стали ключевыми на повестке дня.

Программа Форума ГРП – 2024 включала обширный круг тем, а именно:

- Текущее состояние и перспективные тренды развития ГРП в мире и в РФ.
- Программное обеспечение для ГРП, заканчивания и ГНКТ.

- Методы диагностики и мониторинга процессов интенсификации скважин.
- Новые технологии заканчивания для ГРП.
- Новые технологии ГНКТ для скважин с МГРП и перспективы развития.

В первый день Форума двумя наиболее горячими темами для обсуждения стали различные аспекты применения расклинивающего агента (пропанта), а также создание и использование интеллектуальных вычислительных систем моделирования дизайна и оценки результатов ГРП. Каждой из этих тематик было посвящено по пять докладов.

При закачке пропанта в трещину ГРП возникает целый ряд обстоятельств. Некоторые из них (закрепление пропанта в трещине, предотвращение его выноса) **Рустам Карапетов, НПО «Полицелл»**, предлагает решать химическим путем – с использованием композитных материалов, состоящих из субстрата – подложки пропанта с дальнейшим модифицирующим покрытием. Например, таким покрытием могут быть малые магнитные частицы, приклеенные с использованием адгезивного связующего. Докладчик привел еще полдюжины специальных технологических составов для комплексной обработки пропанта.

**Ильяс Ямилев, Научный институт «Роснефти» – ООО «РН-БашНИИНефть»**, поделился опытом моделирования ГРП с применением импульсной закачки волоконно-армированного пропанта. Докладчик

подчеркнул, что отечественные инструменты для математического моделирования подобных мероприятий до последнего момента отсутствовали. Компания поставила перед собой задачу разработать необходимое ПО для численного моделирования таких дизайнов ГРП, в результате чего была создана опция в симуляторе РН-ГРИД, что сделало ранее эксклюзивную технологию более доступной. О другой разработке компании – симуляторе гибких насосно-компрессорных труб РН-ВЕКТОР – рассказала его коллега **Ирина Желтова**. В докладе был представлен единый подход к моделированию всех операций с ГНКТ, который позволяет эффективно применять наработанный опыт при проектировании работ и сократить время на выбор оптимальных параметров работ.

**Дмитрий Чаплыгин, «Салым Петролеум»**, поделился опытом моделирования и практического применения жидкости ГРП с высоковязким понизителем трения – гелеобразователем полиакриламидом (ПАА). В результате использования новой технологии дебит пилотных скважин на ачимовских отложениях повысился на 29%. Докладчиком были сделаны выводы, что использование полиакриламида позволяет работать на низковязкой жидкости, при таком подходе, предположительно, увеличивается полудлина трещины. Эта технология позволяет также сократить количество используемого оборудования, количество необходимого пропанта, понизить стоимость добычи, улучшить целый ряд показателей. Технология применима при использовании стандартного флота ГРП, и ее тиражирование имеет существенный потенциал.

**Николай Еремин, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина**, представил интереснейший доклад о внедрении технологий искусственного интеллекта при разработке месторождений углеводородов. ИИ в той или иной форме применяют на всех этапах жизненного цикла разработки. Среди ИИ-технологий наиболее широко распространены: искусственная нейронная сеть ANN, искусственная нейронная сеть GA гибрид,



обобщенно-регрессионная нейронная сеть, сеть с обратным распространением. Во всем мире наблюдается устойчивая тенденция к еще большему внедрению ИИ для повышения эффективности добычи. Сегодня в РФ отсутствуют комплексные решения по созданию интегрированных интеллектуальных систем автоматизации разработки и эксплуатации месторождений углеводородов (ИИС АРЭМ). Вместе с тем стоит задача решить ряд проблемных вопросов, связанных с нормативно-правовым регулированием, инфраструктурой и госуправлением, кадровым обеспечением ИИ-сферы. Автор продолжил свой доклад конкретными предложениями необходимых действий в данной связи.

Руководитель проекта компании **«ИРЭ-Полус» Сергей Копылов** рассказал о технологии лазерной сварки обсадных колонн хвостовиков и НКТ, ее сущности и преимуществах.

Данная технология является передовым решением для строительства современных скважин в сложных геолого-технических условиях. Применение более легких по весу гладких обсадных труб, без выступов на поверхности, имеет преимущество при спуске в стволы сложной конфигурации и уменьшенными зазорами между последовательно спускаемыми колоннами. Фокус доклада был направлен на автоматизированный ключ для лазерной сварки TongWELD.

Не обошли вниманием и вызовы, достижения при производстве и эксплуатации гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

**Константин Бурдин, председатель Ассоциации инженеров ГНКТ и внутрискважинных операций,** заместитель генерального директора **ООО «ФракДжет-Волга»**, представил стратегический доклад «Современные тренды и вызовы в индустрии».

**Алексей Байрамов,** директор по развитию и продажам компании ESTM, российского производителя гибкой насосно-компрессорной трубы, рассказал о передовых решениях предприятия. В частности, о цифровом паспорте на каждую производимую их компанией ГНКТ. Создание цифрового двойника

трубы и сопровождение ее в процессе всего жизненного цикла делает ее работу стабильно прогнозируемой.

**Вилена Егупова, ООО «Ойл Энерджи»**, выступившая с докладом «Растворимые пробки глушения. Прокачиваемая до целевой муфты. Спускаемая при помощи ГНКТ», представила широкий выбор прокачиваемых растворимых пробок глушения скважин. Они создают надежный механический барьер между стволом скважины и пластом, предотвращающий открытое фонтанирование, выбросы нефти или газа при снятии устьевого оборудования, а также поглощение растворов глушения без использования кольматантов.

Первый день Форума завершился круглым столом с топ-менеджментом **Национальной иранской нефтяной компании.** Иранским коллегам интересны российские химические реагенты для ГРП, услуги по ГРП, ГНКТ, заканчивание скважин.

Во второй день Форума участникам были предложены экскурсии – в Инновационный центр **«Трубной металлургической компании»** и **Технологический университет «Сколтех»** – с осмотром производства, обсуждением увиденных и перспективных технологий в аудиториях Сколтеха.

В это же время, 22-23 мая 2024 года, на соседней площадке состоялся Технический форум «Обустройство нефтегазовых месторождений – 2024» (Форум ОНГМ – 2024). Одновременное проведение позволило участникам обоих мероприятий свободно общаться, обмениваться идеями на общие темы. В рамках форумов состоялась выставка, обеспечившая партнерам возможности для представления информации о своей компании, продукции и услугах со стендов.

В следующий раз **Технический форум «Технологии внутрискважинных работ. ГРП и ГНКТ и заканчивание скважин – 2024»** пройдет в мае 2025 года. До того момента участники Форума, партнеры и коллеги могут встретиться на **Российском нефтегазовом техническом конгрессе** в Москве 29-31 октября 2024 года. ☺

**Российское отделение Ассоциации специалистов  
по колтюбинговым технологиям  
и внутрискважинным работам**

**Russian Chapter of the Intervention  
and Coiled Tubing Association**



ICOTA  
РОССИЯ



**Контактная информация**

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

**Contact information**

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224  
119017 Moscow, Russian Federation  
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54  
Fax: +7 499 788 91 19  
E-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)**



Геомодель



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

# ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития  
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

**ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!**

*Реклама*

[www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru)

# Coiled/tubing limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

Российская Федерация, 109012,  
г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ  
Тверской, улица Никольская, дом 10,  
помещение 2/4, офис 414 А  
Тел./факс: +7 495 481-34-97 доб. 101

## Дорогие читатели!

### Подписку на научно-практический журнал «Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении  
«Роспечати» в период проведения подписных  
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ  
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку  
непосредственно в редакции журнала  
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка  
в редакции возможна с любого месяца года.

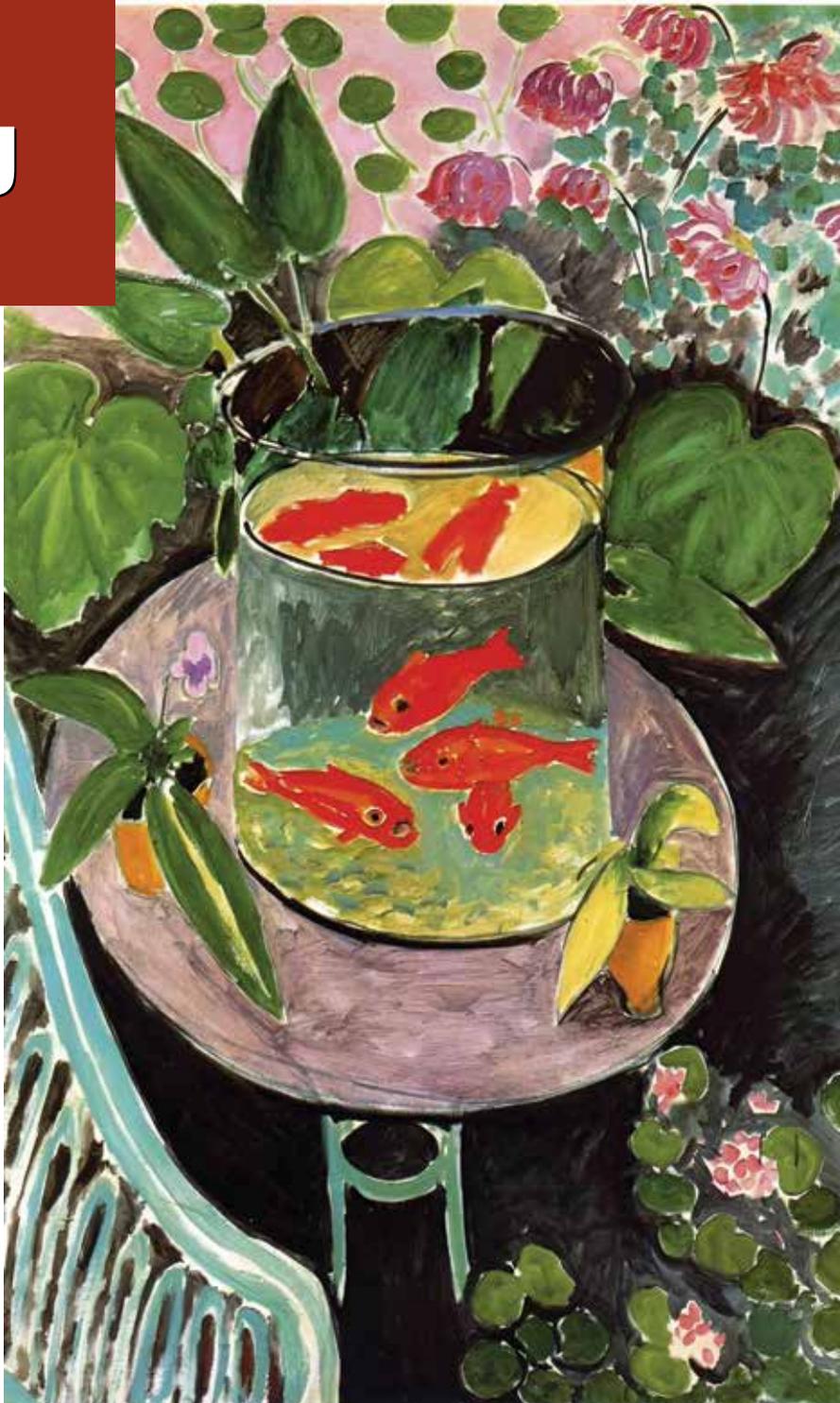
Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию  
отправляйте запрос по адресу:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

For English-speaking readers we recommend  
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Анри Матисс «Красные рыбки»

**Иван Пирч** – директор ООО «Время колтюбинга»;  
**Редакция:** **Рон Кларк** – почетный редактор ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
**Галина Булыка** – главный редактор ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
**Григорий Фомичев, Христина Булыко** – переводчики;  
**Наталья Михеева** – выпускающий редактор;  
**Марина Куликовская** – маркетинг и реклама ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
**Людмила Гончарова** – дизайн и компьютерная верстка;

**Ivan Pirsch** – Director of Coiled Tubing Times LLC;  
**Editorial Board:** **Ron Clarke** – Honorary editor ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
**Halina Bulyka** – Editor-in-chief ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
**Gregory Fomichev, Christina Bulyko** – translators;  
**Natallia Mikheyeva** – Managing editor;  
**Marina Kulikovskaya** – Marketing and advertising ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
**Ludmila Goncharova** – Design & computer making up;

Журнал распространяется по подписке среди специалистов  
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.  
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям  
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом  
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»  
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

The Journal is distributed by subscription among specialists  
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,  
it is also delivered directly to key executives included into  
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the  
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the  
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not  
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**ООО «СТАР ТЬЮБИНГ»**



**Российское  
производство ГНКТ  
по мировым  
стандартам**



**[info@star-tubing.com](mailto:info@star-tubing.com)  
[www.star-tubing.com](http://www.star-tubing.com)**

*Реклама*



- пакерное оборудование
- оборудование для ГНКТ
- оборудование для МГРП
- фрезерный инструмент
- устьевое и скважинное оборудование



Офис в Москве:  
 +7 (495) 663-31-07  
 Офис в Сургуте:  
 +7 (3462) 556-322  
 Офис в Ноябрьске:  
 +7 (3496) 423-100  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)  
[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**  
 Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
 Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
 Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
 Well completion

**Пакерный сервис**  
 Packer service

**Ловильные работы**  
 Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении,  
 ГРП и ГНКТ**  
 Workover, CT & fracturing supervising



[packer-tools.ru](http://packer-tools.ru), [contact@packer-tools.ru](mailto:contact@packer-tools.ru)

Реклама