Время инженеров ГРП и ГНКТ

№1, сентябрь 2026

Гибкие решения для нестандартных задач



Аналитический обзор рынка нефтесервисных услуг России – 2026-2030

Новая жизнь старых скважин – опыт повторной стимуляции газовых скважин с применением ГРП через колтюбинг и снаббинговой установки

Тимур Шантимиров: «Мы нацелены на поиск внутренней эффективности»

Решения, приближающие использование СУГ для ГРП

ООО «ВИЛЕРЕН»: Удаление внутреннего грата в ГНКТ



ПАРТНЕР НОМЕРА

ИНТЭКО
ГРУППА КОМПАНИЙ

1



WELLS

ИНЖЕНЕРНОЕ ПО
ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ
СКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ

СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ. ПОНЯТНЫЕ РЕШЕНИЯ.

ИНСТРУМЕНТЫ, КОТОРЫЕ ДЕЛАЮТ
РАСЧЁТ ТОЧНЫМ, А РЕШЕНИЕ —
УВЕРЕННЫМ.

CoilPRO
ГНКТ

Моделирование работ с ГНКТ и ГСПТ: нагрузки, глубина дохождения, гидравлика, 3D-моделирование траектории.

PipePRO
КРС

Расчёт и моделирование операций при капитальном и текущем ремонте скважин.

LinePRO
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ТРОССОВЫЕ ОПЕРАЦИИ

Моделирование геофизических и троссовых работ любой сложности.

ТОЧНЫЕ РАСЧЁТЫ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ОПЕРАЦИИ

СНИЖЕНИЕ РИСКОВ И НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

СОЗДАНО ИНЖЕНЕРАМИ ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ

WELLS | ENGINEERING PRODUCTION RESULTS

wellssoft.com

Реклама

АССОЦИАЦИЯ ИНЖЕНЕРОВ
ГРП и ГНКТ

Уважаемые коллеги!

От имени Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ
и редакции журнала
«Время инженеров ГРП и ГНКТ» сердечно
поздравляю вас

с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Ваш труд - это не просто профессия.
Это искусство принимать верные решения в условиях высокой неопределенности, ответственность за сложнейшие технологические процессы и ежедневный вклад в энергетическую безопасность страны.

Мы гордимся тем, что наше инженерное сообщество становится более сильным, открытым, технологичным. Пусть этот год принесет новые рекорды, интересные проекты и возможности для профессионального роста.

С уважением,

Анатолий Кичигин,
директор Ассоциации инженеров
ГРП и ГНКТ



Уважаемые коллеги!

Вы держите в руках первый номер журнала «Время инженеров ГРП и ГНКТ». Это событие – логичное продолжение нашей главной миссии, ради которой в 2023 году и была создана Ассоциация инженеров ГРП и ГНКТ. Мы задумали ее, чтобы разрушить барьеры, мешающие профессиональному росту: барьер молчания, когда стесняешься спросить; барьер закрытости, когда знания пылятся на жестких дисках в чужих кабинетах; и барьер недоверия, когда голос практика теряется в шуме маркетинговых заявлений.

Мы убеждены: сообщество инженеров может развиваться только в живом диалоге. Платформа AFCE.ru, наш портал знаний с тысячей статей и доступом к библиотеке инженеров нефтяников со всего мира, наши закрытые воркшопы и конференции – это среда для обмена реальным опытом. Журнал «Время инженеров ГРП и ГНКТ» становится новым важным шагом на этом пути. Это не просто сборник статей. Это инструмент для открытого обмена новостями, технологическими кейсами и, что самое главное, мнениями профессионалов, которые каждый день принимают решения, влияющие на эффективность и безопасность промыслов.

В этом номере мы детально разбираем главный вызов сегодняшнего дня – структурную трансформацию рынка. Вы найдете эксклюзивный аналитический обзор, который впервые с максимальной точностью показывает реальное состояние парка оборудования ГРП и ГНКТ в России и дает прогноз до 2030 года. Мы не просто констатируем факты о дефиците или профиците мощностей, но и честно говорим о главной проблеме: замена «железа» невозможна без опережающего роста компетенций людей, которые за ним стоят.

Наша цель – чтобы каждый инженер чувствовал себя частью большого профессионального цеха. Чтобы передовые практики становились достоянием всех, а не «секретными документами» отдельных компаний. Чтобы мы могли спокойно обсуждать



как успехи, так и ошибки, превращая их в общий урок.

Этот журнал – для вас. Пусть он станет вашим навигатором в мире технологий, площадкой для дискуссий и источником вдохновения. Вместе мы строим будущее российского нефтесервиса.

Анатолий Кичигин,
директор Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ

Dear Colleagues!

You are holding the first issue of the journal "Engineering Time: Journal of Fracturing & Coiled Tubing." This event is a logical continuation of our core mission, the very reason the Fracturing & Coiled Tubing Engineers Association was founded in 2023. We envisioned it to break down the barriers that hinder professional growth: the barrier of silence, when you hesitate to ask; the barrier of closedness, when knowledge gathers dust on hard disk

drives in other people's offices; and the barrier of distrust, when the voice of a practitioner gets lost in the noise of marketing claims.

We are convinced that an engineering community can only thrive through live dialogue. The AFCE.ru platform, our knowledge portal with thousands of articles and access to the world's leading petroleum engineers' library, our closed workshops and conferences – this is the environment for sharing real experience. The journal "Engineering Time: Journal of Fracturing & Coiled Tubing" becomes a new, important step on this path. It is not just a collection of articles. It is a tool for open exchange of news, technological case studies, and, most importantly, the opinions of professionals who make decisions every day that impact the efficiency and safety of our fields.

In this issue, we examine in detail the main challenge of today – the structural transformation of the market. You will find an exclusive analytical review that, for the first time, shows with maximum accuracy the real state of the fracturing and coiled tubing equipment fleet in Russia and provides a forecast through 2030. We don't just state the facts about capacity shortages or surpluses; we also speak honestly about the main problem: replacing «hardware» is impossible without accelerated growth in the competencies of the people behind it.

Our goal is for every engineer to feel like part of a larger professional community. For best practices to become the property of all, not "top-secret documents" of individual companies. For us to be able to openly discuss both successes and failures, turning them into shared lessons.

This journal is for you. May it become your navigator in the world of technology, a platform for discussion, and a source of inspiration. Together, we are building the future of Russian oilfield services.

Anatoly Kichigin,
Director of the Association of Fracturing and Coiled Tubing Engineers

尊敬的各位同仁！

你们手中拿着的是《水力压裂与连续油管工程师时代》杂志的创刊号。这一事件是我们核心使命顺理成章的延续，正是为了这一使命，协会于2023年成立。我们的构想是打破阻碍职业成长的壁垒：沉默的壁垒——当你不好意思提问时；封闭的壁垒——当知识在别人办公室的硬盘上积灰时；以及不信任的壁垒——当实践者的声音被淹没在营销声明的喧嚣中时。

我们坚信，工程师社区只有在鲜活的对话中才能蓬勃发展。AFCE.ru 平台——我们拥有上千篇文章并可访问全球石油工程师图书馆的知识门户，我们的闭门研讨会和会议——这就是分享真实经验的环境。《水力压裂与连续油管工程师时代》杂志正成为这条道路上一个新的、重要的步骤。这不仅仅是一部论文集，更是公开交流新闻、技术案例，以及最重要的——那些每天都在做出影响油田效率与安全决策的专业人士见解的工具。

在本期中，我们详细剖析了当今的主要挑战——市场的结构性转型。您将找到一份独家分析评论，首次以最大精度展示了俄罗斯压裂和连续油管设备队伍的真实状况，并提供了截至2030年的预测。我们不仅陈述关于产能短缺或过剩的事实，还坦诚地谈论主要问题：替换“硬件”离不开人员能力的超前增长。

我们的目标是让每一位工程师都感受到自己是更大专业共同体的一部分。让最佳实践成为所有人的财富，而不是个别公司的“秘密文件”。让我们能够坦然讨论成功与失败，并将其转化为共同的教训。

这本杂志是献给你们的。愿它成为你们在技术世界中的导航仪，成为讨论的平台，成为灵感的源泉。让我们一起建设俄罗斯油田服务的未来。

阿纳托利·基奇金
水力压裂与连续油管工程师协会主任

СОДЕРЖАНИЕ

СТРАТЕГИЯ

Аналитический обзор рынка нефтесервисных услуг России – 2026-2030. Специализированные сегменты: гидроразрыв пласта (ГРП) и колтюбинговые технологии (ГНКТ) 12

Формула технологической независимости: как ГК «ИНТЭКО» решает задачи национального масштаба 20

ТЕХНОЛОГИИ

Чад Гутор, Али Аль-Салим, Брюс Ригер, Стивен Лемп

Новая жизнь старых скважин – опыт повторной стимуляции газовых скважин с применением ГРП через колтюбинг и снаббинговой установки 24

Д.Н. Смородин, К.Р. Ибрагимов, А.В. Зеленко, Н.В. Калякин, П.И. Кучукбаев, А.Д. Ардиев, ООО «Технологии строительства скважин»

Повышение нефтеотдачи скважин старого фонда за счет повторного адресного МГРП по технологии Slim Frac 32

ОБЗОРЫ СТАТЕЙ

Публикация подготовлена на основе одноименной ветки телеграм-канала Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ

Рефрак через ГНКТ/снаббинг – старые скважины оживают через 30 лет 36

An Unconventional Challenge. Как ГРП ломает обсадные колонны – и что с этим делать?! 37

Локализованный экстремальный износ стенки гибких труб – причины и методы устранения 38

Гибридный ГРП в Индии – как адаптировать технологию под сложные газовые коллекторы 39

ПРАКТИКА

Мы нацелены на поиск внутренней эффективности 42

На вопросы журнала «Время инженеров ГРП и ГНКТ» отвечает **Тимур Шантимиров,** директор **ООО «ИНК-ТКРС»**

СОДЕРЖАНИЕ

PRACTICE

We Are Focused on Finding Internal Efficiency 42

Timur Shantimirov, Director of **“IOC-Workover and Major Well Repair”**, shares his views in response to questions from “Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing”

НАУКА

В.А. Цыганков, В.В. Василевич, К.Б. Аллояров

Решения, приближающие использование сжиженного углеводородного газа для ГРП 50

ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТУ

Цена ошибки на шельфе очень высока 58

Эксперт «Времени инженеров ГРП и ГНКТ» отвечает на вопросы о сегменте услуг ГНКТ на шельфе

QUESTIONS FOR THE EXPERT

The Cost of Error on the Offshore Shelf Is Very High 58

An expert from “Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing” answers key questions about the offshore coiled tubing services segment

ПРЕЗЕНТАЦИЯ

Олег Воин, руководитель инженерно-технического центра компании «ФракДжет-Волга»

Эволюция ГНКТ: от текущих практик к технологиям будущего 67

ОБОРУДОВАНИЕ

Ю.Н. Штахов, генеральный директор ООО «ВИЛЕРЕН»

Удаление внутреннего грата в ГНКТ: эволюция ручного инструмента и сравнительный анализ современных решений 80

СОБЫТИЯ

Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы. Технологический суверенитет и операционная эффективность» 88

XIII Международная (XXI Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» 91

Российский нефтегазовый технический конгресс – 2026 пройдет в Москве 94

Совет экспертов научно-практического журнала «Время инженеров ГРП и ГНКТ»

The Expert Council of the Scientific and Practical Journal “Engineering Time: Journal of Fracturing & Coiled Tubing”

Сергей Симаков,
ведущий эксперт центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, ПАО «Газпром нефть» научно-технический центр, ***наш эксперт по ГНКТ***



Родился в Республике Башкортостан. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений». Профессиональную трудовую деятельность начал в 2002 году на Крайнем Севере в г. Муравленко, ЯНАО. Работал в компании «Би-Джей Сервисиз» (BJ) переводчиком английского языка. С 2006 года в компании CWS (ЗАО «КВС Интернэшнл») являлся инженером по ГРП, ГНКТ. В 2010 году продолжил трудовую деятельность в ПАО «Газпром нефть» (филиал «Газпромнефть-Муравленко») в должности главного специалиста по ГНКТ управления внутрискважинных работ. В 2015 году был приглашен на должность главного специалиста департамента бурения и внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург. С 2020 года – эксперт, затем ведущий эксперт блока экспертизы и функционального развития Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин. В обязанности Сергея и его команды

Sergey Simakov *– Leading Expert at the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies, Gazprom Neft Research and Technical Center;* ***our coiled tubing specialist***

Born in the Republic of Bashkortostan, he is a graduate of Tyumen State Oil and Gas University, where he earned a degree in Petroleum Engineering. His career got its start in 2002 in the harsh environment of the Far North – specifically, in Muravlenko, located within the Yamalo-Nenets Autonomous Territory. His first job in the industry was with BJ Services, where he served as an English-language interpreter. In 2006, he joined CWS International as a hydraulic fracturing and coiled tubing engineer. In 2010, he took the next step in his professional journey, joining Gazprom Neft’s Gazpromneft-Muravlenko branch as Lead Coiled Tubing Specialist for the Downhole Operations division. In 2015, he was recruited to Gazpromneft-NTC – the company’s Research and Technical Center in St. Petersburg – as Principal Specialist for the Drilling and Downhole Operations Division. Since 2020, he has been part of the Competence Center for Well Construction and Repair Technologies, where he has progressed from Expert

входят задачи, для решения которых требуется компетентностный анализ всех процессов, сопряженных с технологией гибких насосно-компрессорных труб в периметре компании, выработка технологических решений, направленных на повышение эффективности работы скважин ПАО «Газпром нефть».

to Leading Expert within its Expertise and Functional Development division. His team's focus is twofold: conducting a competency-based analysis of all processes involving coiled tubing technology across the Company's operations and developing technological solutions aimed at improving the performance of Gazprom Neft's wells.

Мовсар Масхадов, *инструктор по гидравлическому разрыву пласта в компании «Шлюмберже»,* ***наш эксперт по ГРП***



Является инструктором по гидравлическому разрыву пласта с почти двадцатилетним опытом работы в нефтегазовой отрасли. Профессиональную карьеру начал в 2006 году в сейсморазведке, где прошел путь от полевого специалиста до интерпретатора сейсмических данных. Участвовал во всех этапах геологоразведочных работ – от расстановки и наладки сейсмического оборудования, регистрации и обработки данных до их интерпретации, построения геологических моделей, выделения перспективных объектов и обоснования размещения скважин. Этот опыт сформировал системное понимание процессов изучения недр и стал прочной основой дальнейшего профессионального развития.

В 2013 году Мовсар присоединился к «Шлюмберже» и перешел в сегмент ГРП. Свою карьеру в этой компании начал в качестве полевого инженера в Волго-Уральском регионе, где участвовал в выполнении матричных обработок и ГРП с применением пропанта, кислотных составов, углекислого газа и азота. В дальнейшем перешел в направление проектирования дизайнов стимуляции. За годы работы принимал участие в проектировании, инженерном сопровождении и оптимизации операций гидроразрыва в различных регионах России от Новопортовского

Movsar Maskhadov *– an instructor in hydraulic fracturing at Schlumberger, and* ***our in-house expert on fracturing operations***

A hydraulic fracturing instructor by profession, he has been active in the oil and gas industry for nearly twenty years. He started his professional journey in 2006 as a seismic exploration specialist, advancing from field technician to seismic data interpreter. He gained hands-on experience across all stages of exploration: from field equipment deployment and calibration, through seismic data acquisition and processing, to final interpretation, geological model building, prospect identification, and well-placement justification. This exposure forged a comprehensive understanding of exploration workflows and laid a solid foundation for his future career development. In 2013, Movsar joined to Schlumberger, shifting his focus entirely to hydraulic fracturing. He began his career with the company as a field engineer in the Volga-Urals region, where he was involved in matrix acidizing and fracturing operations using proppant, acid systems, carbon dioxide, and nitrogen. In the next phase of his career, he moved into stimulation design, where he took on the engineering of fracturing and stimulation programs. Throughout his career, he has participated in the planning, field engineering, and optimization of hydraulic fracturing operations

месторождения за полярным кругом до Северного Кавказа (Ставропольский край). Работал с месторождениями, отличающимися геологическим строением и условиями разработки, включая традиционные, карбонатные и нетрадиционные коллекторы. Практический опыт, полученный в различных геолого-технических условиях, позволил глубоко изучить современные технологии стимуляции пласта и особенности их применения.

Важным этапом профессионального развития стала работа в составе интегрированных проектных команд. Взаимодействие со специалистами по геологии, геомеханике, бурению, буровым растворам, заканчиванию скважин и ГНКТ позволило сформировать комплексное понимание полного цикла разработки месторождений. Именно этот кроссегментный опыт сегодня лежит в основе подхода Мовсара к обучению инженеров.

С апреля 2023 года является инструктором по гидравлическому разрыву пласта в компании «Шлюмберже». Считает своей основной задачей развитие технических компетенций инженеров и специалистов ГРП. Разрабатывает и проводит программы обучения, объединяющие фундаментальную теорию, практическую подготовку и отраслевые стандарты выполнения операций гидроразрыва пласта.

Особое внимание уделяет проектированию дизайнов стимуляции пласта, диагностике и интерпретации кривых падения давления, инженерному анализу результатов выполненных операций и использованию полученных данных для оптимизации последующих операций ГРП.

Убежден, что сильный инженер должен не только понимать, как выполняются операции, но и почему принимаются те или иные инженерные решения. Именно поэтому в своей работе особое внимание уделяет развитию системного инженерного мышления, объединяющего понимание физических процессов, анализ данных и практический производственный опыт.

across various regions of Russia – from the Novoportovskoye field above the Arctic Circle to the North Caucasus (Stavropol Territiry). He has worked with fields that differ in geological structure and development conditions, including conventional, carbonate, and unconventional reservoirs. The practical expertise he acquired under various geological and operational conditions has afforded him deep insight into contemporary reservoir stimulation techniques and the subtleties of their deployment.

A key milestone in his professional development was working as part of integrated project teams. Collaborating with specialists in geology, rock mechanics, drilling, drilling fluids, well completion, and coiled tubing gave him a holistic understanding of the full field development lifecycle. It is precisely this broad, cross-segment expertise that now shapes the way Movsar trains and mentors the next generation of engineers. He has held the position of hydraulic fracturing instructor at Schlumberger since April 2023. His principal focus is on building and strengthening the technical capabilities of fracturing engineers and specialists. He designs and runs training courses that bring together core theoretical knowledge, field-based practical exercises, and adherence to industry-wide fracturing standards. He places particular emphasis on stimulation job design, pressure decline curve diagnostics and interpretation, engineering analysis of executed treatments, and the use of this data to optimize subsequent fracturing operations. He firmly believes that a good engineer goes beyond knowing how things are done – they must also understand why certain engineering choices are made. He firmly believes that a good engineer should know not just how things are done, but why – the reasoning behind every decision. This is precisely why he focuses on nurturing a systems-level engineering mindset – grounded in physics, driven by data, and tempered by real-world operational practice.

Александр Годунин, *начальник отдела инжиниринга и аудита контроля качества ГНКТ ООО «РН-ЦЭПиТР»,* ***наш эксперт по ГНКТ***

Родился в поселке Кондинское, ХМАО. Окончил Тюменский государственный

Aleksandr Godunin – *Head of Coiled Tubing Engineering and Quality Audit at RN-CERP&R,* ***and our coiled tubing expert***

He was born in the settlement of Kondinskoye, located in the Khanty-Mansiysk

нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин».

Является начальником отдела инжиниринга и аудита контроля качества ГНКТ с шестнадцатилетним стажем работы по направлению ГНКТ.

Профессиональную деятельность начал в 2011 году в Западно-Сибирском регионе в нефтесервисной компании «Шлюмберже» с позиции инженера-технолога ГНКТ. Основным направлением деятельности было инженерное сопровождение работ по промывке скважин после ГРП, гидропескоструйной перфорации и фрезерованию муфт МГРП. За время работы в компании «Шлюмберже» принимал непосредственное участие в качестве мастера бригады / инженера-технолога в офшорных проектах на территории Российской Федерации и Казахстана.



В 2016 году продолжил свой карьерный путь в компании ООО «РН-ГРП» на позиции ведущего инженера-технолога ГНКТ. На данной позиции приоритетными направлениями являлись руководство инженерной службой по ГНКТ, оптимизация рабочих процессов и сопровождение ключевых проектов и опытно-промышленных испытаний.

В 2019 году был приглашен в компанию ООО «РН-ЦЭПиТР» на позицию менеджера отдела аудита и контроля качества ГРП и ГНКТ. За три года прошел карьерный путь до начальника отдела инжиниринга и аудита контроля качества ГНКТ. В этой должности находится на данный момент. Основными приоритетными задачами Александра являются повышение компетенций сотрудников компании ПАО «НК «Роснефть», инженерное сопровождение ключевых работ, внедрение новых методик и оптимизация технологических направлений, а также

Autonomous Area. He is a graduate of Tyumen State Oil and Gas University, where he specialized in Drilling of Oil and Gas Wells. He currently heads the Coiled Tubing Engineering and Quality Control Audit Department, a position he has held for sixteen years, during which he has built extensive expertise in coiled tubing operations.

He commenced his professional journey in 2011 in the West Siberian region, taking up the position of coiled tubing engineer with the oilfield service company Schlumberger. His core duties involved providing engineering support for post-fracturing well cleanouts, abrasive perforating, and milling of multi-stage frac sleeves. His tenure at Schlumberger included hands-on involvement in offshore projects in Russia and Kazakhstan, where he worked as both a field operations supervisor and a coiled tubing engineer.

In 2016, he continued his career with RN-GRP, taking on the position of Lead Coiled Tubing Engineer. His key responsibilities in this position included managing the coiled tubing engineering team, optimizing day-to-day processes, and providing engineering support for major projects and pilot field tests.

In 2019, he was recruited by RN-CERP&R to take on the role of Manager of the Hydraulic Fracturing and Coiled Tubing Audit and Quality Assurance Department. Over the course of just three years, he moved up the ranks to become Head of the Coiled Tubing Engineering and Quality Audit Department. He continues in this role today. His key priorities include enhancing the competencies of Rosneft's engineering staff, providing engineering support for critical operations, implementing new methodologies and optimizing process

проведение инженерно-технических расчетов в специализированном программном обеспечении по направлению ГНКТ.

workflows, as well as performing engineering calculations in specialized software for coiled tubing applications.



Анатолий Кичигин, *директор НКО «Ассоциация инженеров ГРП и ГНКТ», генеральный директор ООО «ВЭЛЛС»,* ***наш эксперт по ГРП и ГНКТ***

Родился в Пермском крае. Среднюю школу окончил в г. Муравленко, ЯНАО. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Профессиональную трудовую деятельность начал в 2010 году в компании «Шлюмберже» на позиции инженера по ГНКТ. За восемь лет работы прошел путь от полевого специалиста до координатора проектов. Выполнил первые в истории шельфовые работы по ГНКТ на Каспии для компании «ЛУКОЙЛ». Адаптировал и внедрил уникальную технологию многостадийного ГРП с применением ГНКТ на Новопортовском месторождении, которая впоследствии была тиражирована на международные проекты «Шлюмберже» в Египте и Индии. Параллельно в качестве инструктора передавал свои знания и компетенции для инженеров ключевых компаний-заказчиков.

В 2018 году продолжил карьеру в компании «Пакер Сервис» в должности директора по развитию бизнеса, где помимо усиления позиции компании на уже существующих рынках были презентованы и новые направления сложных технологических

Anatoly Kichigin *– Director of the Non-Profit HF & Coiled Tubing Engineers Association, General Director of WELLS LLC, and* ***our expert on both hydraulic fracturing and coiled tubing***

Born in Perm Territory, he completed his secondary education in Muravlenko, Yamalo-Nenets Autonomous Area, and graduated from Tyumen State Oil and Gas University with a degree in Petroleum Engineering.

He began his career in 2010 at Schlumberger, starting as a coiled tubing engineer. Over the course of eight years, he moved up from a field role to project coordination, gaining a broad perspective on coiled tubing operations. He pioneered the first offshore coiled tubing operations in the Caspian, working on behalf of LUKOIL. He adapted and implemented a unique multistage fracturing technology using coiled tubing at the Novoportovskoye field, which was subsequently rolled out to Schlumberger's international projects in Egypt and India. At the same time, he acted as a mentor and trainer, transferring his technical expertise to engineering teams from major operating companies.

In 2018, he continued his career with Packer Service as Business Development Director. In this role, he not only strengthened the company's position in its existing markets but also introduced new lines of complex technology services, including CTAF (coil

услуг: ГРП по малому затрубу, кислотное туннелирование, бурение на ГНКТ.

В 2021 году приглашен на должность руководителя направления с последующим ростом до должности начальника отдела ГРП и ГНКТ в «Газпромнефть-Заполярье». За четыре года работы было внедрено и масштабировано более 10 новых технологий, включая импульсный ГРП на газовых скважинах, бурение на ГНКТ, кислотно-пропантные МГРП в среде H_2S. В 2024 году под руководством Анатолия было выполнено более 280 операций с рекордным уровнем непроизводительного времени менее 5%. Внедрил систему наставничества и регулярного технического обучения для команды, лично проводил курсы для инженеров подрядных организаций.

С 2025 года Анатолий – директор НКО «Ассоциация инженеров ГРП и ГНКТ». Главная миссия, ради которой была создана Ассоциация, – разрушить барьеры, мешающие профессиональному росту инженеров: барьер молчания, барьер закрытости знаний и барьер недоверия. Под его руководством запущен портал знаний AFCE.ru, запланирован ряд мероприятий и конференций, стартовал журнал «Время инженеров ГРП и ГНКТ», создается регулярная серия экспертных вебинаров для развития компетенций инженерного сообщества. Анатолий убежден: сообщество инженеров может развиваться только в живом диалоге, а сильный инженер должен не просто понимать технические аспекты операций, но и быть способным к самостоятельным решениям, принимаемым на основе теоретической подготовки и личного опыта. Именно поэтому в своей работе Анатолий особое внимание уделяет передаче знаний и формированию культуры наставничества, объединяющей фундаментальную теорию, анализ данных и практический производственный опыт. Является автором и соавтором более 12 технических публикаций и докладов на международных конференциях SPE и ICoTA.

tubing annular fracturing), acid tunneling, and coiled tubing drilling.

In 2021, he was invited to join Gazpromneft-Zapolyarye as a Division Head, later rising to the position of Head of the Fracturing and Coiled Tubing Department. Over four years, he introduced and scaled up more than ten new technologies, including pulse fracturing in gas wells, coiled tubing drilling, and acid-proppant multistage fracturing in H_2S environments. In 2024 alone, his team executed over 280 jobs, setting a new benchmark with non-productive time below 5%. He introduced a mentoring system and regular technical training for his team, personally delivering courses for engineers of contractor organizations.

Since 2025, Anatoly has been Director of the Non-Profit Profit HF & Coiled Tubing Engineers Association. The Association was founded with a core mission: to break down the barriers that hinder engineers' professional growth – the barriers of silence, of knowledge hoarding, and of mistrust. He has spearheaded the launch of the AFCE.ru knowledge portal, lined up a series of industry events and conferences, introduced the journal «Engineering Time: Journal of Fracturing & Coiled Tubing,» and is building a regular webinar programme featuring leading experts – all aimed at advancing the skills and expertise of the engineering community. Anatoly firmly believes that genuine progress in the engineering community comes from lively, ongoing conversation – and that a great engineer is not just someone who knows how things work, but someone who can make well-grounded decisions on their own, drawing on both theory and hands-on experience. For this reason, Anatoly devotes particular attention to the passing on knowledge and building a mentorship culture – bringing together theoretical foundations, data-driven insights, and real-world operational practice.
He is the author or co-author of more than 12 technical papers and presentations delivered at international SPE and ICoTA conferences.

Аналитический обзор рынка нефтесервисных услуг России – 2026-2030. Специализированные сегменты: гидроразрыв пласта (ГРП) и колтюбинговые технологии (ГНКТ)

Ассоциация инженеров ГРП и ГНКТ подготовила эксклюзивный ***«Аналитический обзор рынка нефтесервисных услуг России – 2026-2030. Специализированные сегменты: гидроразрыв пласта (ГРП) и колтюбинговые технологии (ГНКТ)».***

Это первое в России исследование, с предельной точностью освещающее наиболее актуальные аспекты развития сегментов ГРП и ГНКТ.

Содержание этого объемного документа обширно. Оно включает в себя:

- Макроэкономический и геополитический контексты.
- Текущее состояние и прогноз эксплуатационного бурения в РФ (2025-2026 годы).
- Детальный анализ рынка ГРП.
- Детальный анализ рынка колтюбинга (ГНКТ).
- Технологический ландшафт – 2026-2030: от количества к сложности. Тенденции.
- Стратегические риски и возможности. Импортозамещение и господдержка: 15 млрд рублей на ГРП. Кадровый дефицит – главное ограничение роста. Риск сроков поставки и синхронизация планов.
- Прогноз и рекомендации Ассоциации (2026-2030 годы). Прогноз цен на нефть. Рекомендации для подрядчиков ГРП. Рекомендации для подрядчиков ГНКТ. Рекомендации для ВИНК (заказчиков).
- Ряд таблиц, отражающих тенденции рынка.

На основе собранных экспертами Ассоциации статистических данных и международных сравнений были сделаны ключевые выводы по парку оборудования, технологиям и персоналу. В частности, дефицит оборудования носит не тотальный, а структурный характер. Есть профицит старых изношенных мощностей, и просматривается дефицит новых технологичных флотов, способных выполнять сложные МГРП и работать на тяжелых ГНКТ-установках (60 т и более).

Рынок движется не просто в сторону роста количества операций, а в направлении кардинального усложнения каждой отдельной скважины и технологии. Но никакая, даже самая современная технология не работает без квалифицированных специалистов.

Выделены три главных драйвера роста на 2026-2028 годы:

1. Цены на нефть. Блокировка Ормузского пролива привела к фактическому выводу из эксплуатации ~11 млн барр./сут. Прогноз цен на 2026 год – $80-100/барр., что создает у ВИНК финансовый ресурс для наращивания CAPEX.
2. Господдержка. Правительство РФ выделило 15 млрд рублей на 2026-2028 годы через ФРП именно на технологии ГРП для ТРИЗ.
3. Технологический рывок. Запуск серийного производства отечественных флотов ГРП («МеКаМинефть», локализация 79%) и рекордные операции (40-стадийный ГРП, скважины с горизонтами 3000 м и более) доказывают, что российский сервис вышел на мировой уровень. Но рывок случится только тогда, когда за этим оборудованием встанут люди, которые умеют с ним работать.

Дан детальный анализ рынка ГРП – структура спроса, портрет ключевых заказчиков (ВИНК), рейтинг и доли рынка основных сервисных подрядчиков. Представлена **статистика флотов ГРП в России** с разбивкой по ключевым

сервисным компаниям с указанием как общего количества имеющихся флотов, так и числа задействованных.

Дан **прогноз развития сегмента ГРП до 2030 года.**

1. Краткосрочный всплеск (2026 год). Высокие цены на нефть приведут к увеличению числа операций ГРП на 5–7%. Будет расконсервирована часть простаивающих флотов.

2. Технологический разрыв (2027 год и далее). Рынок четко разделится на два полюса: (А) low-cost-сегмент для зрелых месторождений (маржинальность 5–10%) и (Б) high-tech-сегмент для ТРИЗ и глубоких горизонтов (маржинальность 25% и более).

3. Импортозамещение. К 2028 году доля отечественного оборудования в новых закупках должна превысить 70% (по заявленным целям).

Сделан вывод, что к 2028 году общая загрузка парка ГРП снизится с текущих 95,7% до 88–92%. Это не кризис, а нормализация после периода дефицита. Однако для старых импортных флотов загрузка упадет до 60–70%, что приведет к экономической нецелесообразности их эксплуатации.

По мнению Ассоциации, **рынок колтюбинга (ГНКТ)** находится в фазе активного инвестиционного роста со стороны российских независимых игроков, а иностранные компании сокращают свое присутствие. В обзоре представлена общая статистика по рынку (44 компании), названы ключевые операторы, охарактеризована конкурентная среда с динамикой роста: какие компании наращивают мощности, а какие сокращают.

Рост российских независимых игроков – не просто рыночная история. Это структурный сдвиг, аналогичный тому, который происходил в США в 2015-2017 годах, когда независимые сервисные компании начали вытеснять «большую четверку» в сегменте ГРП и ГНКТ. К 2030 году топ-5 игроков на рынке ГНКТ в России будут полностью состоять из российских независимых компаний. Иностранные игроки либо уйдут полностью, либо сохранят незначительное присутствие в нишевых проектах. Рынок пройдет через фазу консолидации: количество компаний сократится с 44 до 20–25.

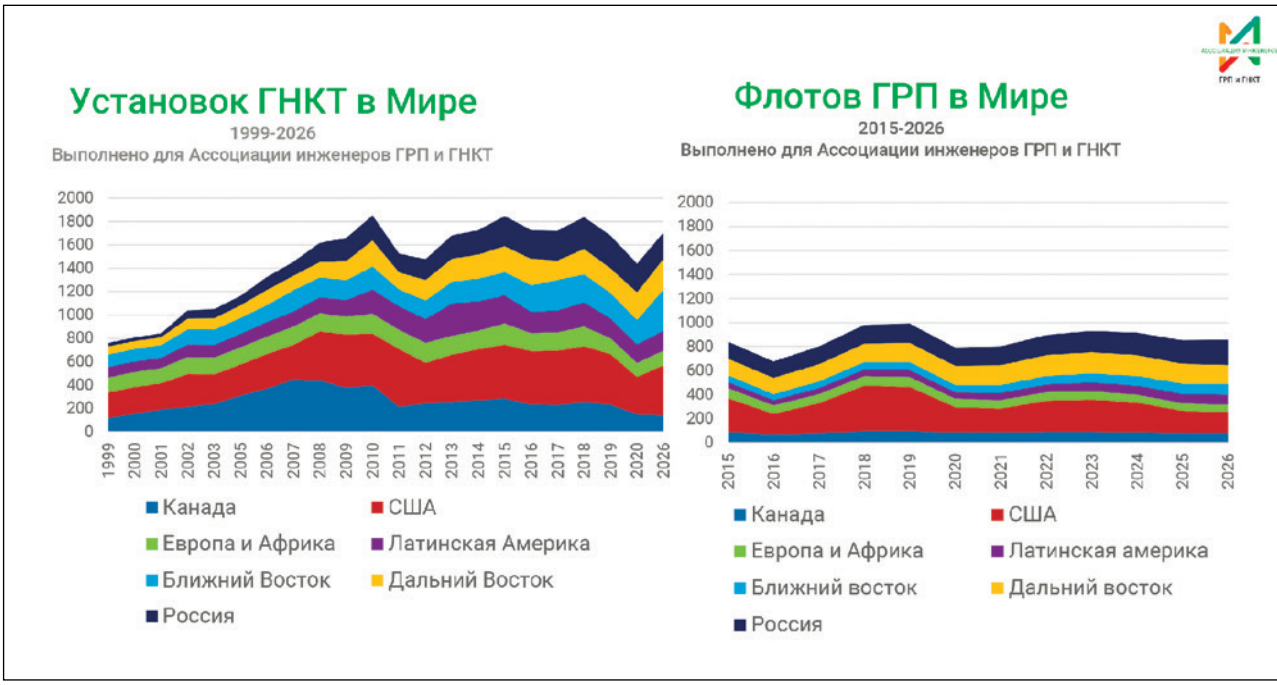
Рост числа горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (МГРП) – главный тренд, который меняет «правила игры». Длинный горизонтальный ствол требует принципиально иного подхода к заканчиванию и интенсификации. К 2030 году доля горизонтальных скважин в России может достичь 70–80%. Это потребует роста сложности ГРП (больше стадий), роста объема ГНКТ-операций на каждую скважину и развития технологий бурения на ГНКТ (CTD) для боковых стволов. Колтюбинг перестает быть просто инструментом для спуско-подъемных операций (СПО). Он превращается в высокотехнологичный комплекс для бурения и капитального ремонта, особенно на зрелых месторождениях. К 2030 году доля CTD в общем объеме бурения боковых стволов может достичь 5%. Это потребует увеличения парка тяжелых установок ГНКТ (60 т и более), развития компетенций по проектированию CTD-операций и создания отечественного оборудования для CTD (специализированные инжекторы, трубы).

Технологический ландшафт 2026-2030 годов развивается от количества к сложности. Анализ свежих отраслевых источников, включая данные о рекордах бурения и внедрении инноваций, однозначно свидетельствует о том, что отечественный **нефтесервис входит в эру высокотехнологичной интенсификации.**

Сводя воедино данные статистики, результаты поиска, отраслевые тренды и международные сравнения, можно с уверенностью сказать, что рынок ГРП и ГНКТ вступает в новую фазу. Рост сложности обгоняет рост числа операций. Увеличение доли горизонтальных скважин с МГРП означает, что каждая отдельная операция требует больше времени, оборудования и квалификации. Спрос на флоты растет нелинейно.

ГНКТ становится ключевым драйвером. Востребованность колтюбинга смещается от простых промывок к сложным работам: бурение боковых стволов (CTD), освоение после МГРП, высокотехнологичный ремонт. Это требует тяжелых установок (60 т и более), дефицит которых уже прогнозируется. В США соотношение ГРП:ГНКТ изменилось с 1:1 в 2014 году до 1:2,46 в 2026 году. Россию ждет аналогичный путь, но с ускорением.

Цифровые технологии перестают быть экспериментом и становятся инструментом



повышения эффективности и надежности. Компании уже получают миллиарды рублей экономического эффекта от систем техзрения, прогнозной аналитики и цифровых двойников. Автоматизация не заменяет инженера, но освобождает ему время для действительно сложных решений.

Технологический суверенитет становится императивом. Разговоры об импортозамещении перешли в практическую плоскость создания собственных критических технологий. Это не просто тренд, а жесткое требование государственной политики для обеспечения национальной безопасности. Цель – 90% технологической независимости ТЭК к 2030 году – амбициозный, но достижимый ориентир. Однако международный анализ Ассоциации показывает, что полная независимость по всем позициям невозможна. Технологический суверенитет – это прежде всего контроль над критическими элементами цепочки создания стоимости. Для ГРП и ГНКТ критическими являются флоты (сборка), трубы, химия, базовое ПО. По этим позициям 70–80% локализации к 2030 году реальны.

Морские операции – высокая ставка на надежность. Шельф – не массовый рынок, но полигон для самых сложных технологий. Он задает планку требований к качеству сервиса, которая постепенно становится ориентиром и для сухопутных проектов, особенно в сегменте сложных горизонтальных скважин и ТРИЗ.

Ключевым конкурентным преимуществом сервисной компании становится не просто наличие флота, а способность выполнять сложные технологические операции (проектирование МГРП, моделирование, бурение на ГНКТ, работа с e-fleet, предиктивная аналитика) с высоким качеством и надежностью. Будущее за теми, кто умеет делать сложные работы быстро, качественно и дешево и у кого в штате есть грамотные инженеры. Россия находится на том же этапе развития, что и США в 2018-2019 годах, но движется быстрее. То, что США проходили за 5–7 лет, Россия может пройти за 3–4 года, потому что технологии уже существуют, государство активно финансирует импортозамещение, а санкционное давление не оставляет альтернатив. Однако скорость создания компетенций не поспевает за скоростью создания «железа» – это главный риск.

Базовый сценарий, который Ассоциация считает наиболее вероятным, предполагает, что рынок ГРП и ГНКТ в 2026-2030 годах ждет **структурная трансформация, а не количественный взрыв.** Рынок ГРП и ГНКТ вступит в фазу **умеренного количественного роста (3–5%) при значительном качественном усложнении услуг,** будет переходить от экстенсивного развития (больше флотов) к интенсивному (сложнее операции, выше требования к квалификации). Ассоциация ожидает, что рынок ГРП и ГНКТ разделится

на два четких сегмента с разной динамикой цен и маржинальности. Победителями выйдут компании, способные работать в high-tech-сегменте. Остальные будут бороться за выживание в low-cost-сегменте.

Компании, которые инвестируют в обучение персонала и систему обмена знаниями, получат решающее преимущество. Остальные будут бороться за выживание в low-cost-сегменте.

Рост числа флотов ГРП замедлится (до 1–2%). Основной драйвер – замена выбывающего импортного парка на отечественный. Ключевая точка роста – многостадийный ГРП (МГРП) с ростом стадийности до 12–15. Электрические флоты (e-fleet) появятся в России не ранее 2027-2028 годов в виде пилотов, массовое внедрение – после 2030 года.

Рынок ГНКТ будет расти быстрее (2–3% по флотам, 10–12% в деньгах). Основной драйвер – высокотехнологичные операции (CTD, фрезерование, освоение после МГРП). Соотношение ГРП:ГНКТ изменится с 1:1,22 в 2026 году до 1:1,8–2,0 к 2030 году, повторив путь США.

Проведенный анализ, дополненный международным сравнительным исследованием и глубоким разбором технологических трендов, позволяет сформулировать итоговую картину состояния и перспектив рынка ГРП и ГНКТ с максимальной точностью.

Первое. Рынок оборудования характеризуется структурным, а не тотальным дефицитом. 185 флотов ГРП при загрузке 95,7% и 225 установок ГНКТ при загрузке 81,8% – это не пустой рынок. Это рынок, на котором накоплен значительный объем изношенных, морально устаревших мощностей. Реальная потребность – не в увеличении количества любой ценой, а в замещении выбывающего импортного парка новым, технологичным, отечественным. Риторика о «тотальном дефиците» – инструмент маркетинга производителей, но за ней стоит объективная проблема старения парка.

Второе. Геополитический шок (блокировка Ормузского пролива) и последовавший за ним рост цен на нефть создали у ВИНК финансовый ресурс – 10,5 трлн рублей инвестиций в добычу до 2027 года. Этот ресурс направляется в первую очередь на освоение ТРИЗ, сложные горизонтальные скважины и многостадийный



Директор Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ Анатолий Кичигин выступает на площадке ООО «Газпромнефть-НТЦ» в Санкт-Петербурге, на которой при поддержке Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ (AFCE.ru) 17 июня 2026 года прошел ежегодный Технологический день ГНКТ

ГРП. То есть в те сегменты, в которых цена ошибки высока, а требования к квалификации максимальны.

Третье. Сравнение с США показывает, что Россия находится на том же этапе развития, что и американский рынок в 2018-2019 годах. Соотношение ГРП:ГНКТ (1:1,22), загрузка флотов (90–95%), начало замещения парка – все эти индикаторы идентичны.

Четвертое. Технологический ландшафт меняется кардинально, и скорость этих изменений в России будет выше, чем в США. Горизонтальные стволы длиной 3000 м и более, 40-стадийный ГРП, бурение на ГНКТ (CTD), цифровые двойники, системы технического зрения на базе ИИ – все это перестало быть экспериментальными технологиями и стало повседневной практикой лидеров рынка. High-tech – это интеллектуальные системы, которые адаптируют дизайн ГРП в реальном времени, предсказывают отказы оборудования за 30 минут, автоматически оптимизируют режим бурения на ГНКТ и интегрируют данные от бурения, ГРП и ГНКТ в единую цифровую модель. В России такого пока нет ни у кого. Разрыв с мировым уровнем – 3–5 лет.

Пятое. Электрификация ГРП (e-fleet) – мировой тренд, который дошел до России с опозданием. В США доля e-fleet в парке ГРП достигла 10–15%, в новых закупках – 30–40%. Ключевые драйверы – экология, экономия на топливе (30–50%) и снижение логистических затрат. В России электрические флоты отсутствуют. Причины – инфраструктурные (отсутствие ЛЭП на удаленных кустах), климатические (работа при -40…-50 °C) и этап развития (сначала нужно заместить импортные дизельные флоты отечественными). Первые пилотные проекты e-fleet в России появятся не ранее 2027-2028 годов, массовое внедрение – после 2030 года. По ГНКТ электрификация останется нишевой (офшор, «зеленые» зоны) из-за невыгодной экономики.

Шестое. Все перечисленные факторы – цифры, геополитика, технологии – сходятся в одной точке. Все это не работает без человека. Ассоциация оценивает прямые потери от некомпетентности ИТР в следующих величинах: ошибка в расчетах при проектировании ГРП – 4–8 млн рублей, авария при ГНКТ – от 15 млн рублей.

Главный элемент системы – это грамотный инженер. Поэтому, оценивая рынок ГРП и ГНКТ в 2026 году, Ассоциация видит не только 185 флотов ГРП и 225 установок ГНКТ. Она видит тысячи инженеров, ежедневно принимающих технические решения. И задача Ассоциации – сделать так, чтобы эти решения были правильными.

В заключительной части обзора представлены рекомендации Ассоциации для подрядчиков ГРП, подрядчиков ГНКТ и заказчиков (ВИНК).

Ассоциация инженеров ГРП и ГНКТ будет ежегодно актуализировать прогноз с учетом изменения рыночной конъюнктуры, технологического развития и кадровой ситуации.

Представляем вниманию читателей ознакомительный фрагмент аналитического обзора

5. Детальный анализ рынка колтюбинга (ГНКТ)

5.1. Емкость рынка и структура парка оборудования (данные 2020-2026 годов)

Показатель	Значение
Всего флотов	225
Флотов в работе	184
Общая загрузка	81,8%
Компаний с 1-2 флотами	~25 (очень высокая фрагментация)

Динамика парка (2020 → 2026 годы) – ключевые игроки

Компания	2020-й	2026-й (в работе / всего)	Рост
ООО «ФракДжет-Волга»	7	23 / 23	+229%
ООО «ВЕТЕРАН»	3	13 / 13	+333%
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»	14	15 / 27	Резерв 12 флотов
ООО «Пакер Сервис»	18	10 / 22	Сокращение работающих, но большой резерв
ООО «КВС Интернэшнл» (Calfrac)	6	4 / 4	Сокращение
ООО «ТКШ (Шлюмберже)»	8	3 / 4	Сокращение

Вывод: Рынок ГНКТ находится в фазе активного инвестиционного роста со стороны **российских независимых игроков** («ФракДжет-Волга», «ВЕТЕРАН»). Иностранные компании (Schlumberger, Calfrac) сокращают присутствие.

Международный контекст и ключевой инсайт:

В США соотношение ГРП:ГНКТ изменилось с 1:1 в 2014 году до 1:2,46 в 2026 году. Это произошло потому, что:

1. **ГРП прошел через фазу консолидации** (флотов стало меньше, но они мощнее). Количество флотов ГРП в США сократилось с 436 (2014-й) до 175 (2026-й) – снижение на 60%.
2. **ГНКТ остался «рабочей лошадкой»** – его нужно столько же (или больше), потому что фонд скважин вырос, и каждая требует обслуживания. Количество установок ГНКТ в США осталось практически неизменным (436 в 2014-м, 430 в 2026-м).

Россия сегодня:

- Соотношение ГРП:ГНКТ = 1:1,22.
- Это почти точная копия США образца **2018-2019 годов** (1:1,17–1,26).

Что это означает для прогноза:

- Россию ждет **ускоренный рост значимости ГНКТ** в ближайшие 3–4 года.
- Соотношение ГРП: ГНКТ к 2030 году может достичь **1:1,8–2,0** – близко к показателям США 2024-2025 годов.
- Это означает, что парк ГНКТ должен расти быстрее, а каждая установка – выполнять более сложные задачи.
- В отличие от США, где количество установок ГНКТ осталось стабильным, в России возможен рост парка на 20–30% за счет «догоняющего» эффекта.

5.2. Ключевые операторы и конкурентная среда

№	Компания	Флотов в работе	Всего флотов	Специфика
1	ПАО «Сургутнефтегаз»	26	26	Уникальный опыт: 4 специализированных флота для бурения на ГНКТ.
2	ООО «Газпром подземремонт Уренгой»	15	27	Обслуживает нужды «Газпрома», в том числе на Ямале. Большой резерв.
3	ООО «ФракДжет-Волга»	23	23	Самое быстрорастущее независимое. Собственное производство труб.
4	ООО «Пакер Сервис»	10	22	Стояло у истоков зарождения рынка ГНКТ. Значительный резерв.
5	ООО «ВЕТЕРАН»	13	13	Резкий рывок с 3 до 13 флотов. Работает в 5 регионах.

5.3. Динамика роста: кто наращивает мощности, а кто сокращает

Наращивают (российские игроки):

- «ФракДжет-Волга» (+16 флотов к 2020 году).
- «ВЕТЕРАН» (+10 флотов).
- «Газпром подземремонт Уренгой» (+1 работающий, +13 в резерве).
- ООО «ПКФ «ГИС НЕФТЕСЕРВИС» (+6 флотов).

Сокращают (иностранные и некоторые российские):

- Schlumberger (ТКШ) – с 8 до 3 работающих.
- Calfrac (КВС) – с 6 до 4.
- Weatherford – осталось 3 работающих.

Рост российских независимых игроков – это не просто рыночная история. Это **структурный сдвиг,** аналогичный тому, который происходил в США в 2015-2017 годах, когда независимые сервисные компании (NexTier, ProFrac, Liberty) начали вытеснять «большую четверку» в сегменте ГРП и ГНКТ. К 2030 году топ-5 игроков на рынке ГНКТ в России будут полностью состоять из российских независимых компаний. Иностранные игроки либо уйдут полностью, либо сохранят незначительное присутствие в нишевых проектах. Рынок пройдет через фазу консолидации: количество компаний сократится с 44 до 20–25.

Конец ознакомительного фрагмента

«Аналитический обзор рынка нефтесервисных услуг России – 2026-2030. Специализированные сегменты: гидроразрыв пласта (ГРП) и колтюбинговые технологии (ГНКТ)» можно получить бесплатно, будучи членом Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ» (www.afce.ru, раздел «База знаний»), или приобрести, отправив запрос на адрес mail@afce.ru.

ИНТЭКО
инжиниринговая компания

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ
СИСТЕМЫ ОСВОЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
ИНСТРУМЕНТ КАНАТНЫЙ
ИНСТРУМЕНТ ГНКТ
ИНСТРУМЕНТ ГНКТ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
АВАРИЙНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



МОБИЛЬНОЕ БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ



СИСТЕМА БАЙПАСИРОВАНИЯ УЭЦН

ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018

INTI
СТО ИНТИ S.QS.7-2024

- ☑ Производство
- ☑ Лаборатория неразрушающего контроля
- ☑ Инженерно-техническое сопровождение
- ☑ Аренда инструмента

Доверьте изготовление ответственных деталей профессионалам - свяжитесь с нами для расчёта и консультации.

ИНТЭКО
ГРУППА КОМПАНИЙ

КОНТАКТЫ
+7 347 256 64 23

450902, Россия, г. Уфа, Нагаевское шоссе, 33
www.ec-inteco.ru, email: info@inteco.ru

Реклама

Формула технологической независимости: как ГК «ИНТЭКО» решает задачи национального масштаба

Архитектура синергии: единая экосистема нефтесервиса

Современный российский нефтегазовый комплекс функционирует в условиях беспрецедентного запроса на суверенные технологии и комплексные инженерные решения. Проведение таких сложных и высокотехнологичных операций, как гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП и капитальный ремонт скважин (КРС) в глубоких горизонтальных стволах, требует от рынка качественной смены парадигмы. Сегодня недропользователям необходимы не просто разрозненные поставки оборудования или изолированные сервисные услуги, а сквозной, независимый и интеллектуально емкий инженерный сервис полного цикла. Наглядным примером того, как отечественный частный бизнес успешно решает задачи регионального, федерального и международного значения, выступает Группа компаний «ИНТЭКО».

Благодаря стратегическому видению основоположника Группы Аскара Салаватовича Валиуллина, ГК «ИНТЭКО» за годы своего развития сформировала уникальную замкнутую экосистему. Ей удалось органично объединить фундаментальную и прикладную научную мысль, передовой инжиниринг, оперативную аналитику и мощный промышленный потенциал. Архитектура Группы выстроена таким образом, что каждое предприятие усиливает возможности других, создавая мощный синергетический эффект на всех этапах освоения скважинного фонда. В структуру Группы входят ключевые звенья современного нефтесервисного сектора.

«ПКФ «ГИС Нефтесервис» и «ПКФ «Гео Инжиниринг» – занимают одни из лидирующих позиций в области высокотехнологичных промыслово-геофизических исследований (ПГИ), гидродинамических исследований (ГДИС) и прецизионного контроля разработки месторождений углеводородов на любой стадии их зрелости.

«Интэко Тюбинг» и «ИК «ИНТЭКО» – материально-техническое сердце, промышленный фундамент и производственный авангард всей Группы.

«ТехИнПром» – специализированная структура, обеспечивающая как строительно-монтажные работы, так контроль всего строительства внутри Группы. Сопровождает проекты нефтегазового сектора, а также промышленное строительство производственных площадок группы.

Такая разветвленная, но при этом жестко интегрированная структура позволяет ГК «ИНТЭКО» выступать в роли надежного технологического партнера для крупнейших вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) России, предлагая решения под ключ – от первичного анализа пласта до финального технического воплощения на устье скважины.

Сделано в России: передовое производство ГНКТ ООО «Интэко Тюбинг»

Долгие годы отечественный сектор ТЭК находился в уязвимой зависимости от импорта длинномерных безмуфтовых гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Ведущие мировые производители из дальнего зарубежья удерживали монопольные позиции, диктуя



свои условия по ценообразованию, логистике и сервисному обслуживанию. Исторической вехой для отечественной промышленности и важнейшим шагом к достижению подлинного технологического суверенитета стали создание и запуск завода «Интэко Тюбинг» на территории особой экономической зоны (ОЭЗ) «Алабуга» в Республике Татарстан.

Войдя в число единичных отечественных предприятий по выпуску гибких труб, завод окончательно разрушил гегемонию зарубежных поставщиков. Наличие собственной передовой площадки внутри страны позволило гарантировать российским недропользователям бесперебойность поставок критически важной продукции вне зависимости от внешнеполитической конъюнктуры и санкционного давления.

Сегодня под оперативным руководством директора «Интэко Тюбинг» Айрата Ильдаровича Исламова предприятие демонстрирует стабильную динамику развития и качество производственных процессов. Завод ориентирован на оперативное реагирование на усложняющиеся запросы заказчиков. Современный рынок диктует спрос на трубы, способные работать в экстремальных условиях: при сверхвысоких давлениях, в наклонно-направленных скважинах с большими отходами от вертикали и в условиях агрессивных сред (высокое содержание сероводорода и углекислого газа).

Продуктовый портфель завода полностью закрывает эти потребности. «Интэко Тюбинг» осуществляет не только серийный выпуск стандартных типоразмеров (диаметр от 31,8 мм до 50,8 мм и группы прочности от СТ 80 до СТ 90), но и ГНКТ со спецхарактеристиками для нестандартных задач (диаметр от 60,3 мм до 88,9 мм и группы прочности от СТ 100 и СТ 110). В арсенале инженерных решений завода – сложнейшие конструктивные конфигурации: от классических равностенных до темпированных труб (ТАР) с переменной толщиной стенки по длине трубы. Кроме того, предприятие подготовлено к решению высокотехнологичных операций по созданию конструкций типа «труба в трубе» и запасовки в ГНКТ всех типов геофизических и силовых кабелей, что открывает принципиально новые возможности для проведения онлайн-каротажа в процессе бурения или ремонта.

Человеческий капитал и бескомпромиссная философия контроля качества

Главная гордость и ключевое конкурентное преимущество завода «Интэко Тюбинг» – это уникальная, бескомпромиссная система контроля качества выпускаемой продукции. Специфика эксплуатации ГНКТ такова, что длинномерная труба подвергается колоссальным знакопеременным циклическим нагрузкам при намотке на барабан колтюбинговой установки и последующем спуске в скважину. Работа в горизонтальных стволах под давлением в сотни атмосфер означает, что малейший скрытый дефект стали, микротрещина или



Айрат Ильдарович Исламов,
директор ООО «Интэко Тюбинг»

неоднородность сварного шва неизбежно приведут к аварии – обрыву плети. Для недропользователя это означает сложнейшие ловильные работы, простой скважины и многомиллионные финансовые убытки.

Понимая уровень этой ответственности, руководство «Интэко Тюбинг» внедрило сквозную систему 100%-ного контроля качества, сопровождающую изделие от момента входного контроля подката листовой стали до финальных гидроиспытаний готового барабана. На предприятии осознанно отказались от идеи слепого доверия исключительно автоматизированным системам. Главным рубежом защиты, гарантирующим надежность, был и остается высококвалифицированный человеческий капитал – опытные инженеры службы ОТК и сертифицированные специалисты лаборатории неразрушающего контроля.

Каждый метр выпускаемой трубы, каждый продольный и поперечный сварной шов, а также точнейшие геометрические параметры (овальность, разностенность) по всей длине многокилометровой трубы проходят многоступенчатую дефектоскопию под строгим визуальным и приборным контролем экспертов. Специалисты используют методы ультразвуковой, магнитопорошковой, рентгенографической, вихретоковой дефектоскопии. Внимательный профессиональный взгляд инженера, подкрепленный жесткими корпоративными и международными регламентами испытаний, полностью исключает влияние человеческой ошибки в негативном ключе, превращая человеческий фактор в главный залог надежности. Конечный продукт завода по своим эксплуатационным характеристикам, долговечности и усталостной прочности не просто соответствует, а зачастую превосходит лучшие импортные аналоги.

Географическая экспансия: федеральный размах и международный вектор

Родившись на стыке двух мощных, исторически значимых промышленных и нефтяных регионов Российской Федерации – Башкортостана и Татарстана, Группа компаний «ИНТЭКО» давно и уверенно переросла рамки



локального игрока. Тесная интеграция уфимских научно-инжиниринговых компетенций Группы с мощной производственной базой завода в ОЭЗ «Алабуга» позволила выйти

на широкую федеральную орбиту.

На сегодняшний день критически важная инфраструктура ГК «ИНТЭКО» активно развивается и масштабируется. Продукция завода и высококлассные мобильные сервисные команды Группы обеспечивают бесперебойное функционирование производственных объектов крупнейших отечественных недропользователей во всех ключевых нефтегазоносных провинциях страны. География присутствия охватывает сложнейшие климатические зоны: от традиционных промыслов Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО-Югры) и суровых газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) до труднодоступных участков Восточной Сибири и перспективных объектов Арктической зоны, где требования к надежности оборудования возводятся в абсолют.

Для обеспечения максимальной оперативности, минимизации логистических издержек заказчиков и сокращения сроков мобилизации оборудования ГК «ИНТЭКО» развернула собственную сеть опорных производственно-технических баз и специализированных складов готовой продукции в ключевых транспортных и добывающих узлах страны (Нефтеюганск, Новый Уренгой, Усть-Кут). Это позволяет осуществлять отгрузку ГНКТ и комплектующих в кратчайшие сроки, гарантируя клиентам непрерывность их технологических циклов.

Одновременно с укреплением лидерских позиций внутри Российской Федерации «Интэко Тюбинг» активно и последовательно реализует экспортный потенциал, расширяя географию международных поставок. Высочайшее качество, технологичность и адаптивность гибкой трубы сегодня по достоинству оценены нефтесервисными предприятиями в странах СНГ. Успешный опыт эксплуатации продукции на международных рынках наглядно подтверждает глобальную конкурентоспособность российских инженерных решений и доказывает, что отечественный продукт востребован за рубежом благодаря честному балансу бескомпромиссной надежности и высокой экономической эффективности.



Стратегия устойчивого лидерства и взгляд в будущее

Группа компаний «ИНТЭКО» на практике доказала жизнеспособность выбранной бизнес-модели, в основе которой лежат непрерывная комплексная модернизация, доверие отечественной инженерной школе и смелость в реализации масштабных промышленных проектов. Пример завода «Интэко Тюбинг» демонстрирует, что импортозамещение в сегменте сложного нефтесервисного оборудования – это не декларативная цель, а осязаемая реальность, создаваемая ежедневным трудом сотен профессионалов.

Объединяя сильную, стратегически ориентированную управленческую вертикаль под руководством А.С. Валиуллина и А.И. Исламова с высочайшей культурой промышленного производства и передовым инжинирингом, Группа уверенно смотрит в будущее. ГК «ИНТЭКО» продолжает инвестировать в расширение производственных мощностей, научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки (НИОКР) и развитие кадрового потенциала. Группа готова к решению еще более амбициозных задач национального масштаба, выступая надежным гарантом энергетической безопасности, технологической независимости и устойчивого развития нефтегазовой отрасли великой державы.

Новая жизнь старых скважин – опыт повторной стимуляции газовых скважин с применением ГРП через колтюбинг и снаббинговой установки

Чад Гутор, Resources Fund; Али Аль-Салим, Брюс Ригер, Стивен Лемп, Schlumberger Canada Ltd.

Применение гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) для гидравлического разрыва пласта (ГРП) в неглубоких газовых скважинах южной Альберты, Канада, ежегодно возрастает с момента первого использования в 1997 году. Технология ГРП через колтюбинг (Кфрак) применялась как для новых, так и для старых скважин с целью гидравлического разрыва нескольких продуктивных интервалов.

В данной статье подробно описывается проект по повторной стимуляции (рефрак), выполненный летом и осенью 2002 года, в котором технологии Кфрак и снаббингового ГРП (Сфрак) были использованы для повторного ГРП группы неглубоких газовых скважин, первоначально введенных в эксплуатацию в 1970-х годах. Цель – рассмотреть возможные способы повышения добычи старых неглубоких газовых скважин с помощью ГРП с использованием трубных технологий.

В частности, в статье описываются методы выбора и оценки скважин-кандидатов для повторного ГРП, а также основные работы и анализ, который необходимо выполнить до и после внутрискважинных работ, переперфорации и стимуляции. В исследовании также приводится относительное сравнение между традиционными методами ГРП, использовавшимися ранее, и более новыми технологиями Кфрак и Сфрак. Также представлены данные по добыче до и после стимуляции, которые наглядно демонстрируют эффективность ГРП через трубы при повторной стимуляции старых скважин.

Введение

Скважины, рассматриваемые в данном исследовании, расположены в юго-восточной части Альберты, Канада. Это вертикальные неглубокие газовые скважины глубиной от 300 до 500 м. Продуктивные пласты – Медисин Хэт и Милк Ривер, слоистые глинистые слабосцементированные песчаники, которые легко поддаются ГРП.

Эти скважины эксплуатируются с 1970-х годов и первоначально стимулировались через обсадную колонну с использованием одностадийного ГРП, при этом применялись шаровые диверторы потока для попытки перенаправления обработки на несколько перфорационных интервалов. В данной статье рассматриваются работы по повторной стимуляции на пятнадцати скважинах. На десяти скважинах стимуляция выполнялась по технологии Кфрак, на пяти – Сфрак. Было несколько причин для использования данных технологий для проведения рефраков этих скважин:

- Плохое техническое состояние обсадной колонны (ОК), исключающее возможность применения вторичного заканчивания для проведения многостадийного ГРП (МГРП).
- Минимизация простоев добычи при проведении работ по повторному заканчиванию.
- Экономически эффективная стимуляция недренируемых участков.

Экономическая и практическая целесообразность применения ГРП на мелких газовых месторождениях Западного Канадского осадочного бассейна хорошо задокументирована. Данная статья сосредоточена на методах выбора скважин-кандидатов для стимуляции, подготовительных работах и некоторых проблемах, возникших при проведении повторных ГРП.

Из-за относительно низкого дебита газа

отдельных скважин на газовых месторождениях южной Альберты распространенной практикой является объединение потока от 10–12 скважин в одну систему сбора. Эта практика затрудняет оценку результатов добычи отдельной скважины, не говоря уже о результатах стимуляции отдельного пропластка. Однако в данном исследовании начальные дебиты, а также дебиты до и после стимуляции измерялись для каждой скважины индивидуально.

Информация о скважинах

Выбор кандидатов и характеристики скважин

Выбор кандидатов основывался на нескольких факторах, включая накопленную добычу газа, средний дебит за первые три месяца (Qcp), текущий дебит, длину перфорированного интервала, расстояние по вертикали между интервалами и логистику.

Как метод повторной стимуляции ГРП доказал свою эффективность в приобщении ранее недренируемых участков и увеличении сообщаемости скважины с пластом. Для этого исследования данные по добыче были выбраны в качестве относительного показателя повреждения и сообщаемости. Гидродинамические исследования были признаны слишком дорогостоящими и экономически нецелесообразными для данного проекта. Добыча из неглубокой газовой скважины зависит от многих переменных, включая характеристики пласта, методы бурения, заканчивания и эксплуатации, а также эффективность стимуляции. Методы бурения, заканчивания и эксплуатации строго контролируются и практически идентичны от скважины к скважине. Кроме того, характеристики пласта в целом одинаковы в пределах одних и тех же залежей. Однако наиболее изменчивой характеристикой неглубоких газовых скважин являются результаты или эффективность ГРП. Поэтому данные по добыче использовались для оценки эффективности ГРП и выбора скважин, подходящих для дополнительной стимуляции.

На рис. 1 показан график накопленной (на момент исследования) добычи газа в сравнении с начальным трехмесячным дебитом для рассматриваемого месторождения в пределах двух участков. Все эти скважины работают с 1970-х годов, и все были введены в эксплуатацию в течение двухлетнего периода. Таким образом, накопленная добыча считается нормированной за 30 лет для каждой скважины. Результаты показывают, что начальный Qcp прямо пропорционален накопленной добыче газа. Более того, поскольку итоговый дебит и эффективность стимуляции связаны, эффективность стимуляции также прямо пропорциональна накопленной добыче. Вследствие этой зависимости кандидаты для стимуляции выбирались на основе накопленной добычи газа. Накопленная добыча была цветокодирована, как показано на рис. 2, с использованием программного обеспечения для картирования газа. Кандидаты легко идентифицировались по их относительно низкой накопленной добыче газа. Другим фактором при выборе кандидатов был текущий дебит. Как эмпирическое правило, скважины с текущим дебитом более 25 тыс. куб. футов/сутки (~708 м^3/сутки) исключались из списка кандидатов на повторный ГРП.

Длина перфорированного интервала и расстояние по вертикали между перфорированными интервалами также были факторами в процессе отбора. Из-за ограничений по длине колтюбингового пакерного узла интервалы длиной более 7 м (23,0 фута) исключались как кандидаты для Кфрак. Снаббинговые операции позволяли использовать большие длины пакерных узлов. Для операций Сфрак исключались интервалы длиной более 15 м (49,2 фута). Кроме того, из-за риска вертикального распространения трещины в соседние интервалы исключались интервалы с вертикальным расстоянием менее 10 м (32,8 фута).

Из-за возраста скважин была проверена герметичность всех межколонных пространств; при любом признаке газопроявления на поверхность скважина исключалась из кандидатов.

Техника реперфорации

Все повторно стимулируемые интервалы были реперфорированы для достижения лучшего качества стимуляции. Из-за отсутствия современных каротажей существующие интервалы были реперфорированы на тех же глубинах и той же длины, что и первоначальные перфорации. Единственными соображениями были подтверждение чистого песчаника по

гамма-каротажу и длина интервалов. На четырех скважинах, стимулированных через Кфрак, были дополнительно перфорированы новые чистые интервалы на основе существующих каротажей.

Операционная процедура

Поскольку в проекте исследовались два способа доставки – один с использованием колтюбинга, а другой – снаббинговой установки, потребовались две разные процедуры.

Доставка через колтюбинг

Оборудование. Колтюбинг спускался до самого нижнего интервала стимуляции. Использовался колтюбинг диаметром 60,3 мм (2 3/8") марки HS80 с весом 6,99 кг/м (4,70 фунт/фут). Пакерный узел состоял из двух противоположно ориентированных чашек, разделенных переводниками с резьбой EUE 2 3/8" и портовой муфтой для ГРП. Длина пакерного узла на колтюбинге составляла от 5,4 до 7,2 м (от 17,7 до 23,6 фута). Выполнялась индивидуальная обработка ГРП, затем во время обратной циркуляции колтюбинг поднимался до тех пор, пока не оказывался напротив следующего верхнего интервала.

Закачиваемая в этих обработках жидкость разрыва представляла собой водополимерную жидкость, активированную до 25% качества жидким диоксидом углерода. Количество закачанного пропанта 20/40 варьировалось от 2,6 до 22,8 тонны (от 5720 до 50 160 фунтов) на одну обработку, что составляло от 0,87 до 10,8 тонны на метр (от 583 до 7242 фунт/фут) перфораций.

Стимулированные интервалы имели длину перфораций от 0,9 м до 6,1 м (от 3,0 до 20,0 футов). Количество перфорированных интервалов для ГРП составляло от 4 до 7 интервалов на скважину.

Доставка через снаббинг

Процедура со снаббинговой установкой довольно схожа с используемой при Кфрак. Пакерный узел Сфрак состоял из нажимного пакера диаметром 114,3 мм (4 1/2") (нижний пакер), портовой муфты 60,3 мм (2 3/8"), патрубков 60,3 мм (2 3/8"), двух чашек диаметром 114,3 мм (4 1/2") (верхний пакер) и скважинного клапана-отсекателя. Это оборудование затем соединялось с трубами 73 мм (2 7/8") L-80 до устья. Пакер устанавливался, и порт открывался для проведения стимуляции. Однако в большинстве случаев, когда пакер и чашки необходимо было испытать, узел приходилось поднимать ближе к поверхности для обеспечения достаточной длины герметичного участка обсадной трубы.

Стимулированные интервалы имели длину перфораций от 3,0 м до 14,0 м (от 9,8 до 45,9 фута). Количество перфорированных интервалов, подлежащих ГРП, составляло от 2 до 4 интервалов на скважину. В табл. 1 показан диапазон перфорированных интервалов для каждой скважины, размещение стимуляции и количество интервалов, которые были обработаны или работы на которых были прекращены из-за заколонных перетоков.

Как и при Кфрак, закачиваемая жидкость разрыва представляла собой водополимерную жидкость, активированную до 25% качества диоксидом углерода. Количество закачанного пропанта 20/40 варьировалось от 5,2 до 28,9 тонны (от 11 440 до 63 580 фунтов) на одну обработку, что составляло от 1,20 до 9,0 тонны на метр (от 805 до 6035 фунт/фут) перфораций.

Подготовка ствола скважины

Поскольку эти скважины эксплуатируются с 1970-х годов, были приняты меры предосторожности для снижения риска потенциальных отказов пакеров, вызванных механическими повреждениями. Целостность обсадной колонны некоторых скважин вызывала сомнения. Поэтому на всех скважинах был спущен скребок для очистки ствола от любых потенциальных ограничений и обеспечения минимального внутреннего диаметра обсадной колонны.

Промысловые геофизические испытания (ПГИ) перед ГРП

Попытки провести ПГИ для определения профиля притока предпринимались на первой группе скважин, предназначенных для стимуляции через Кфрак. Однако в большинстве случаев попытки оказались тщетными из-за низких дебитов и наличия в стволе посторонних частиц, препятствующих получению точных данных. Таким образом, ПГИ не проводились на второй группе скважин, предназначенных для стимуляции через Сфрак.

Обсуждение результатов

После стимуляции скважин их дебит измерялся в разные даты для оценки эффективности обработок повторного ГРП. В табл. 2 и 3 наглядно показано, что большинство обработанных скважин значительно увеличили дебит. На рис. 3 показаны начальный Qcp, трехмесячный дебит после ГРП, а также дебит непосредственно перед работами по ГРП для каждой скважины. Шесть из пятнадцати скважин имели более высокий послефракционный Qcp, чем начальный, и у четырех скважин он был в пределах 25% от начального Qcp.

Нельзя игнорировать истощение пласта за 30 лет при сравнении начального Qcp и Qcp после ГРП. Таким образом, имеет смысл сравнить дебит до и послефракционный Qcp, чтобы определить, насколько хорошо обработанные скважины показали себя в текущих пластовых условиях. На рис. 3 показано значительное увеличение добычи в текущих пластовых условиях.

При оценке самих обработок ГРП очевидно, что используемый метод работы, включая тип жидкости и пропанта, дает удовлетворительные результаты. Работы по освоению показали, что возврат жидкости разрыва составил 50–60% и на поверхность вернулось только 5–6 тонн пропанта на скважину. Это указывает на то, что в будущем не потребуется существенных изменений в этой части операций.

Скважинами с наименьшим приростом добычи являются F, M, N и O. Скважины F и O находятся рядом, как и M и N. Согласно карте контуров добычи, показанной на рис. 2, эти четыре скважины расположены в истощенных зонах, где наблюдалась низкая добыча.

Анализ выполнения работ

Из-за ограничений по длине пакерных узлов для Кфрак был выбран Сфрак там, где длина целиковых (неперфорированных) интервалов составляла менее 10 м (32,8 фута), а длина перфорированных интервалов превышала 8 м (26,2 фута). Кроме того, первоначально считалось, что стимуляция с использованием снаббинговой установки может быть дешевле и быстрее. С операционной точки зрения ГРП через ГНКТ показал большие гибкость, эффективность и экономичность. Технология Сфрак использовала больший объем жидкости, частично из-за большей циркуляции, что также приводило к большему воздействию жидкости на пласты. Перемещение труб, циркуляция и опрессовка были более трудоемкими и продолжительными при снаббинговых операциях, чем при колтюбинговом ГРП.

На рис. 4 и 5 показаны средние дебиты для скважин, где ГРП проводился с помощью Кфрак и Сфрак соответственно. В среднем скважины после Кфрак показали несколько более высокие дебиты и более высокий прирост дебита, чем скважины после Сфрак. Хотя статистических данных недостаточно для окончательного вывода, результаты показывают, что разрыв большего количества меньших интервалов, как это делалось при Кфарак, приводит к более высоким дебитам, чем разрыв меньшего количества больших интервалов, как при Сфрак. Это соответствует результатам предыдущего исследования [2], где работы по ГРП на большем количестве мелких интервалов давали лучшую добычу, чем на меньшем количестве крупных интервалов.

Анализ затрат

В среднем работы по Кфрак были на 10% более экономически эффективными на скважину, чем работы по Сфрак. Одна из причин этого – более высокая базовая стоимость снаббинговых операций. Другим существенным расходом является стоимость жидкости; объем используемой жидкости при снаббинговых операциях был почти вдвое больше, поскольку требовалось больше жидкости для циркуляции в стволе скважины.

На рис. 6 показана экономическая оценка средней стоимости на скважину, среднего прироста добычи и средних затрат на баррель нефтяного эквивалента. Сравниваются три способа увеличения добычи: 1) бурение/заканчивание/подключение новой скважины, 2) повторный ГРП через колтюбинг и 3) повторный ГРП через снаббинг.

Из этой оценки видно, что повторный ГРП существующей скважины с использованием технологии Кфрак обеспечивает больший дополнительный объем добычи газа на потраченный доллар, чем повторный ГРП с использованием Сфрак или бурение, заканчивание и подключение новой скважины.

Выводы

- Данные о накопленной добыче и текущие дебиты оказались ценными при выборе кандидатов для повторной стимуляции.
- Подготовка скважины до проведения стимуляции является критически важным элементом снижения общих затрат на выполнение работ по ГРП, а также минимизации простоев добычи.
- Как колтюбинговая, так и снаббинговая технологии ГРП при повторном ГРП неглубоких газовых скважин приводят к значительному увеличению дебитов даже после примерно 30 лет эксплуатации скважин.
- ГРП через двухпакерные компановки дает лучшие результаты по сравнению с более старым методом ГРП с использованием шаровых диверторов потока, первоначально применявшимся на этих скважинах.
- Колтюбинговая технология ГРП является более гибкой, эффективной по времени и экономически выгодной, чем снаббинговая технология ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Lemp, S., Zemlak, W., and McCollum, R. An Economical Shallow-Gas Fracturing Technique Utilizing A Coil Tubing Conduit. – SPE 46031, 1998.
2. Zemlak, W., Lemp, S., and McCollum, R. Selective Hydraulic Fracturing of Selected Multiple Perforated Intervals With a Coiled Tubing Conduit: A Case History... – SPE 54474, 1999.
3. Spady, D.W., Udiik, T.H., and Zemlak, W.M. Enhancing Production in Multizone Wells Utilizing Fracturing Through Coiled Tubing. – SPE 57435, 1999.

Таблица 1

Перфорированные интервалы скважин и оценка обработки ГРП (скважины A–J – ГРП через ГНКТ, K–O – ГРП через снаббинг)

Метка скв.	Длина интервалов, м	Размещено, тонн	Общее размещение, %	Обработки ГРП, прекращенные из-за сообщения
A	0,9–5,2	45/45	100	2/5
B	1,2–6,1	42,5/42,5	100	2/6
C	1,0–3,5	60/60	99,8	2/6
D	0,9–4,0	42,7/45	94,9	2/6
E	1,8–5,5	44,5/45	98,9	2/5
F	0,9–6,1	31,5/32,5	96,9	1/6
G	0,9–6,1	45/45	99,6	2/6
H	0,9-3,7	40/40	99,9	0/4
I	0,9–3,0	47,8/57,5	83,9	3/7
J	0,9–5,5	60,4/57,5	100	2/7
K	11,3–12,8	50/50	100	0/3
L	3,0–12,5	50/50	100	2/4
M	3,0–13,5	50/50	100	1/4
N	3,0–12,7	48,7/50	97,4	2/4
O	6,7–14	35/50	100	1/3

Таблица 2

Данные о дебите для скважин, стимулированных через колтюбинг (Кфрак)

(В таблице приведены усредненные суммарные данные, оригинальные значения сохранены)

Метка скв.	1970-е, Qср, тыс. куб. фут/сут	Наиболь-ший месячный дебит за всю историю, тыс. куб. фут/сут	Перед ГРП, тыс. куб. фут/сут	После ГРП тыс. куб. фут/сут				
				18,19.07 2002	27,28.07. 2002	25,26.08. 2002	04.09. 2002	04.10. 2002
A	118	227	14	180,	113,	81,	113,	78
B	119	201	14	102,	95,	74,	92,	71
C	123	185	14	152,	109,	81,	71,	64
D	186	227	18	173,	131,	92,	88,	78
E	77	126	18	258,	177,	127,	113,	99
F	131	293	25	78,	74,	67,	57,	53
G	170	201	14	138,	124,	92,	85,	71
H	106	227	21	173,	141,	106,	92,	78
I	152	305	21	173,	141,	99,	85,	71
J	115	227	21	124,	113,	88,	78,	71
Всего	1297	2219	180	1550,	1218,	908,	872,	731
Сред-нее	130	222	18	155,	122,	91,	87,	73

Таблица 3

Данные о дебите для скважин, стимулированных через снаббинг (Сфрак)

Метка скв.	1970-е Qср, тыс. куб. фут/сут	Наибольший месячный дебит за всю историю, тыс. куб. фут/сут	Перед ГРП, тыс. куб. фут/сут	После ГРП тыс. куб. фут/сут		
				09.10.2002	03.12.2002	07.01.2003
K	163	209	8,8	208,0,	201,	111
L	112	121	22,2	201,7,	118,	100
M	114	175	26,5	78,8,	79,	66
N	115	166	19,1	42,7,	31,	28
O	52	81	21,9	98,5,	67,	65
Всего	556,0	752,0	98,5	629,7,	486,0,	370,0
Среднее	111,2	150,4	19,7	125,9,	97,2,	74,0

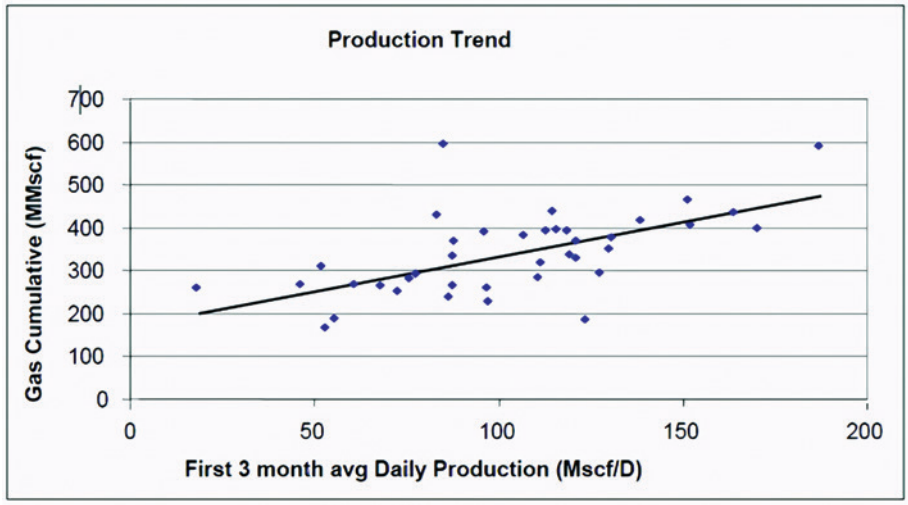


Рис. 1. Связь накопленной добычи газа и среднего дебита за первые три месяца (Qcp)

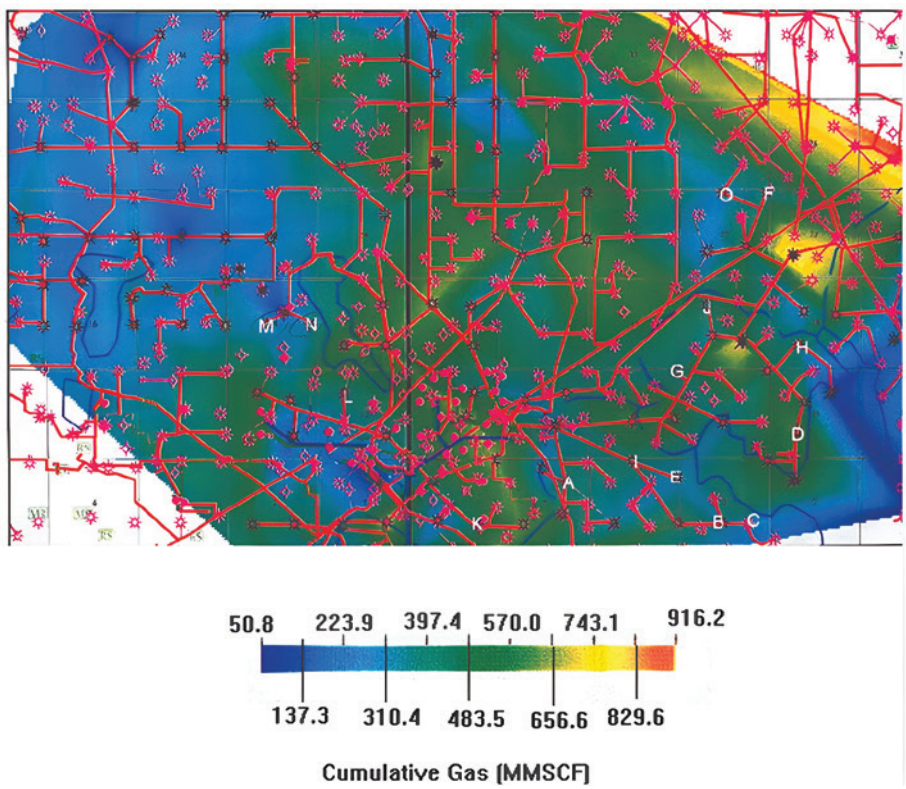


Рис. 2. Карта расположения скважин

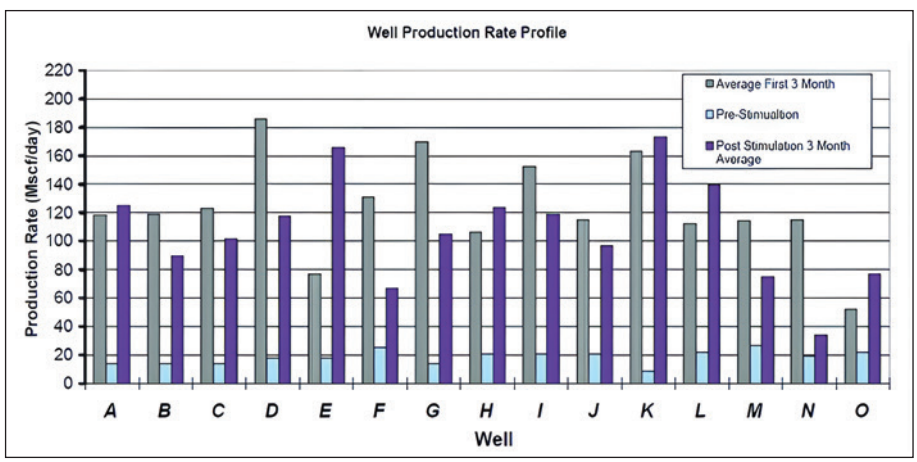


Рис. 3. Начальный Qcp, дебит до ГРП и Qcp после ГРП (общий для всех скважин)

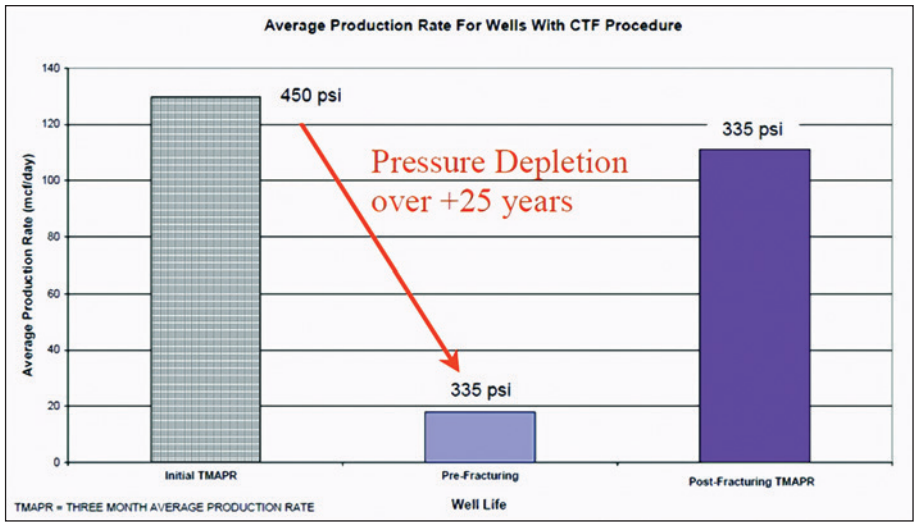


Рис. 4. Начальный Qср, дебит до ГРП и Qср после ГРП для скважин, обработанных через ГНКТ (Кфрак)

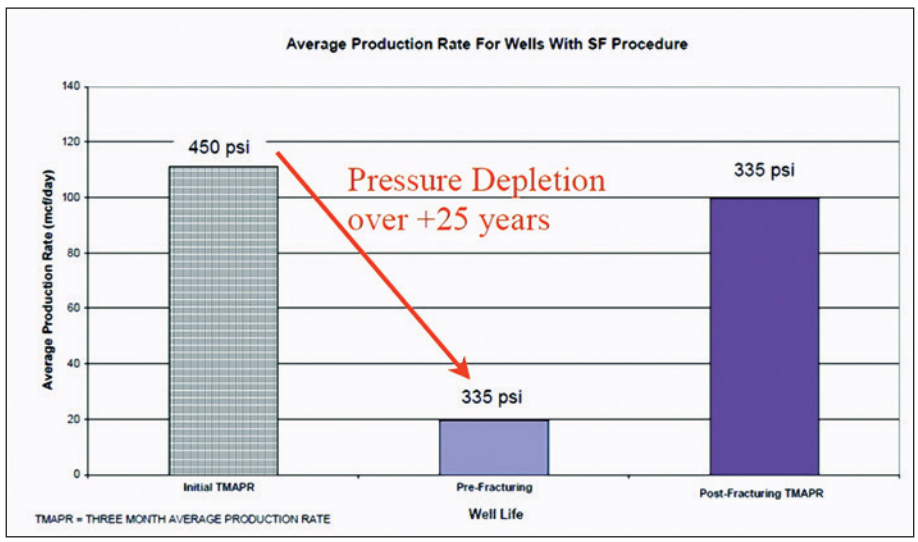


Рис. 5. Начальный Qср, дебит до ГРП и Qср после ГРП для скважин, обработанных через снаббинг (Сфрак)

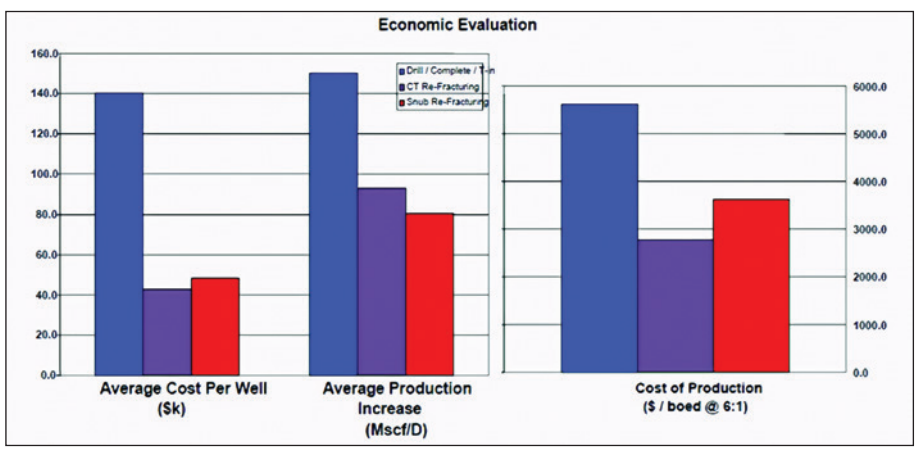


Рис. 6. Стоимость добычи для: 1) бурения/заканчивания/ подключения новой скважины, 2) повторного ГРП через колтюбинг и 3) повторного ГРП через снаббинг



Повышение нефтеотдачи скважин старого фонда за счет повторного адресного МГРП по технологии Slim Frac

Д.Н. Смородин, К.Р. Ибрагимов, А.В. Зеленко, Н.В. Калякин, П.И. Кучукбаев, А.Д. Ардиев, ООО «Технологии строительства скважин»

www.tss-group.ru

В статье рассмотрена технология повторного адресного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) Slim Frac применительно к скважинам действующего фонда, в том числе с историей неуспешных операций ГРП. На примере промысловых данных ПАО «ННК-ВНГ», АО «ННК-ННП», ООО «Газпромнефть-Хантос», АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» показана возможность восстановления продуктивности скважин, где выполнена 61 скважино-операция (361 стадия), что позволило повысить текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет снижения скин-фактора и вовлечения недренируемых зон. Особое внимание уделено критериям отбора скважин с ранее неуспешными ГРП, специфике дизайнов повторного ГРП и механизмам устранения причин прежних осложнений.

Введение

Зрелые месторождения характеризуются не только естественным падением продуктивности, но и накопленной историей операций интенсификации, в том числе неуспешных ГРП. Под «неуспешным ГРП» в практике понимают операции, не достигшие проектных показателей по приросту дебита либо с резким ростом обводнения скважинной продукции, получения осложнений в виде СТОПов и т. п.

Такие скважины часто исключают из дальнейших ГТМ либо относят к категории низкоприоритетных. Однако с точки зрения геологических запасов и инфраструктурной доступности они остаются перспективными объектами: пласт не истощен,

а зона дренирования может содержать невыработанные участки.

Технология Slim Frac позволяет целенаправленно работать с такими скважинами за счет адресного воздействия на пласт, использования существующей инфраструктуры и отсутствия необходимости в масштабных капитальных работах. Цель статьи – показать, как скважины, в том числе с историей неуспешных ГРП, могут быть реанимированы с последующей выработкой остаточных извлекаемых запасов (далее – ОИЗ), соответственно, имеют возможность для включения в программу повторной интенсификации проекта Slim Frac, какие критерии для этого применяются и какой эффект достигается.

Материалы и методы

Объекты исследования

Технология реализована на скважинах действующего фонда ПАО «ННК-ВНГ», АО «ННК-ННП», ООО «Газпромнефть-Хантос», АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз». В выборку включены не только типовые скважины старого фонда, но и скважины с историей ранее проведенных ГРП, признанных неуспешными по промысловым критериям.

Критерии подбора скважин-кандидатов, включая скважины с неуспешными ГРП

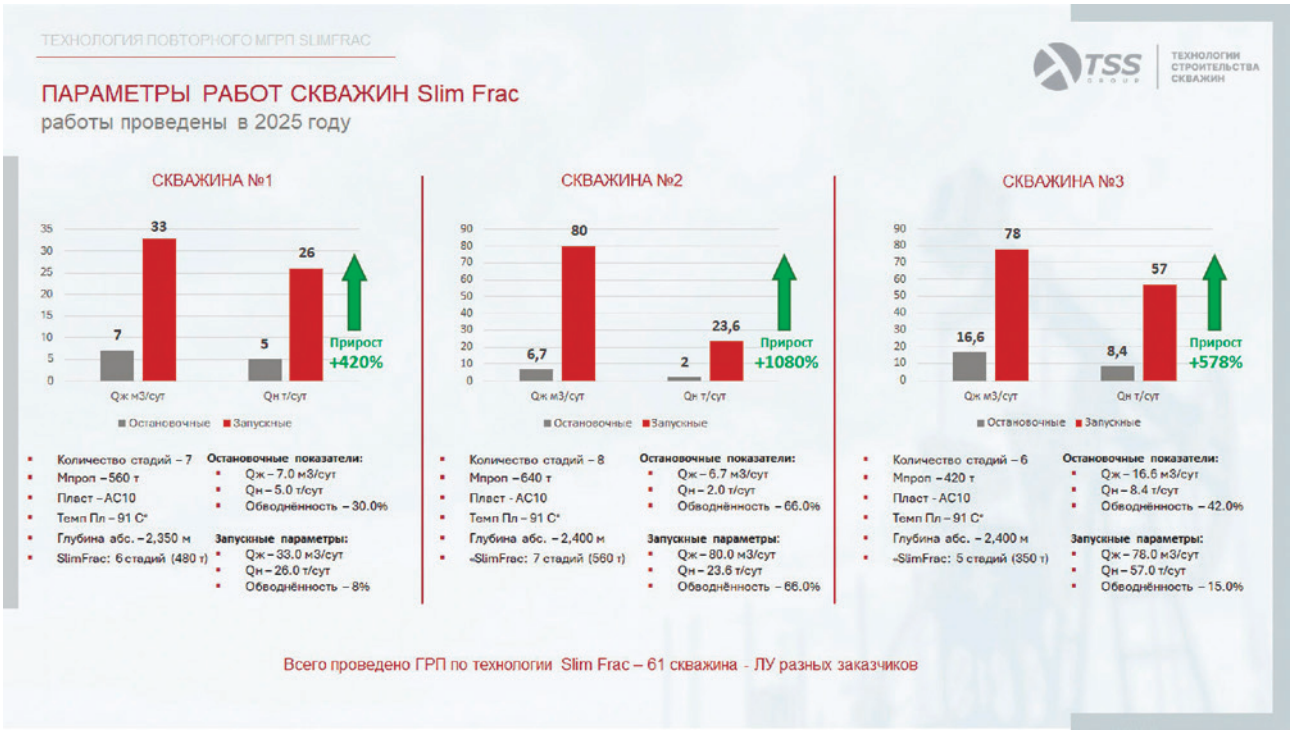
Для включения скважины с неуспешным ГРП в программу Slim Frac применяются дополнительные диагностические критерии:

- **наличие ОИЗ и невыработанных зон.** Подтверждается гидродинамическими моделями, анализом карт остаточных запасов, карт плотности подвижных запасов, а также анализом текущего состояния разработки месторождения.
- **Техническое состояние хвостовика и интервала заканчивания.** Проверяется отсутствие критических повреждений, смятия/смещения колонн, значительных отложений, препятствующих проходу оборудования.
- **Причины предыдущего неуспеха.** Проводится ретроспективный анализ на предмет причин получения СТОПов при первом подходе МГРП, отсутствия активаций муфт ГРП и т. д.
- **Возможность адресного воздействия.** Оценивается возможность изоляции проблемных интервалов, перераспределения закачки, использования отклонителя (-ей) и т. д.
- **Совместимость с компоновкой Slim Frac.** Наличие хвостовика диаметром 102/114/140 мм (любого производителя).
- **Преимущество сотрудничества с компанией «Технологии строительства скважин»:** осуществляется инженерно-технологическое и техническое сопровождение работ экспертами с многолетним стажем в области геологии, ГТМ, ГРП, ГНКТ, начиная от подбора кандидатов до запуска скважин в работу.

Методика проведения работ

Для скважин с историей неуспешных ГРП применяется адаптированный дизайн повторного МГРП:

- **локализация проблемных зон.** На основании истории закачек, КВД, ПГИ выделяются интервалы с низкой приемистостью, аномальной динамикой давления, откатом шаров и пр.
- **Корректировка рецептуры жидкости и параметров закачки.** Учитываются причины предыдущего СТОПа (например, снижение концентрации пропанта на начальных стадиях, изменение вязкости, технические причины, связанные с оборудованием флота ГРП).
- **Контроль динамики давления и приемистости.** Оперативный мониторинг позволяет корректировать закачку и избегать преждевременных остановок.



Объем выполненных работ на август 2026 года: 61 скважино-операция, суммарно 361 стадия МГРП.

Результаты

Технологическая эффективность на скважинах с неуспешными ГРП

Включение скважин с историей неуспешных ГРП в программу Slim Frac позволило:

- **снизить скин-фактор** в ранее созданных трещинах за счет повторной интенсификации и очистки призабойной зоны.
- **Вовлечь в эксплуатацию недренируемые участки/зоны** пласта, которые ранее не были задействованы.
- **Восстановить приемистость и продуктивность** скважин**,** ранее считавшихся низкоэффективными.

Особенно показательны случаи, в которых причиной неуспешного ГРП были технические сбои в оборудовании или некачественная жидкость при ГРП: в рамках Slim Frac удавалось адресно воздействовать на другие интервалы либо изменить схему хвостовика, избегая повторения проблемы.

Экономическая эффективность

Экономические преимущества сохраняются и для скважин с неуспешными ГРП:

- использование текущей инфраструктуры месторождений существенно снижает капитальные затраты;
- отсутствие необходимости в привлечении тяжелых буровых установок и строительно-монтажных работах;
- возврат в эксплуатацию части фонда скважин, ранее исключенных из активных ГТМ.

Окупаемость проекта в среднем составляет 1–2 года, что подтверждает рентабельность технологии даже для «проблемных» объектов.

Результаты на активах ПАО «Газпромнефть» и ПАО НК «Роснефть» подтвердили применимость Slim Frac для скважин с различной историей ГРП, включая неуспешные операции, и ее вклад в повышение нефтеотдачи и рентабельности разработки. ■

ООО ВЕТЕРАН

НАДЁЖНО ! РАЗУМНО ! С ГАРАНТИЕЙ !

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ПОРТФЕЛЬ ООО «ВЕТЕРАН»





КОЛТОБИНГОВЫЕ РАБОТЫ (ГНКТ)
Полный спектр внутрискважинных работ без постановки бригад КРСС

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП)
Наиболее эффективный метод интенсификации добычи нефти и газа

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН
Сервис по приготовлению и закачке технологических жидкостей глушения

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА (ОПЗП)
Восстановление коэффициента продуктивности скважин

ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ НА ГНКТ В ИСПОЛНЕНИИ ООО «ВЕТЕРАН»:

- Нормализация и освоение скважины азотированной жидкостью (фрезерование портов, отмыв СТОПа после ГРП, разбуривание мостовых пробок)
- Геофизические исследования скважин (ГИС)
- Гидроструйная перфорация (ГПП)
- Восстановление циркуляции (удаление АСПО, парафина, солей)
- Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗП)
- Ловильные и аварийные восстановительные работы
- Установка цементных мостов

ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ООО «ВЕТЕРАН» ПО ГНКТ:

- 13 собственных флотов ГНКТ
- Диаметр трубы от 25,4 мм до 50,8 мм
- Длина на барабане (L) – до 6500 метров

ГРП: УПРАВЛЯЕМАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА

- Предварительная диагностика и разработка дизайна проведения
- Контроль параметров в реальном времени
- Оптимизация состава жидкости, подбор оптимальной массы и фракции проппанта
- Пост ГРП анализ с составлением геологического отчета

СИНЕРГИЯ ГНКТ И ГРП: ГДЕ ТЕХНОЛОГИИ УСИЛИВАЮТ ДРУГ ДРУГА

На практике ООО «Ветеран» ГНКТ и ГРП часто работают как единый технологический контур:

- ГРП – интенсификация добычи нефти и газа
- ГНКТ – промывка скважины от проппанта, открытие/закрытие портов ГРП, проведение ГПП и ПГИ

Такой подход особенно важен для зрелого фонда скважин, где каждая операция должна быть экономически оправдана, а риски – сведены к минимуму.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ООО «ВЕТЕРАН» предлагает не просто набор услуг, а технологическую связку ГНКТ + ГРП, где каждая операции усиливает эффект другой. Такой подход позволяет заказчикам получать измеримые результаты и устойчивую эффективность.
Для обсуждения проекта и расчёта стоимости работ обращайтесь.

ООО «ВЕТЕРАН»

г. Бузулук, Оренбургская обл., ул. Магистральная, 7

Тел.: +7 (35342) 69-000

E-mail: veteran@veteran.bz

Сайт: veteran.bz

Реклама

ОБЗОРЫ СТАТЕЙ

Публикация подготовлена на основе одноименной ветки телеграм-канала Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ.

SPE, 2003. Рефрак через ГНКТ/снаббинг – старые скважины оживают через 30 лет



Разбираем кейс из Южной Альберты (Канада), где 15 газовых скважин 1970-х годов повторно простимулировали через ГНКТ и с помощью снаббинговой установки (Snubbing Unit).

Проблема:

скважины 300–500 м, коллекторы – слоистый глинистый песчаник, который легко разрушается. Первичный ГРП в 1970-х делали через колонну с несколькими перфорациями, используя шаровые диверторы (ball sealers) в качестве отклонителя. Результат: часть интервалов не «порвана», кроме того, за 30 лет накопился скин-эффект. Некоторые скважины давали менее 700 м³/сут.

Решение:

поинтервальный ГРП через ГНКТ и снаббинг со сдвоенными пакерами (две чашки с портом закачки между ними).

Цифры:

- ГНКТ (10 скважин): интервал до 7 м, закачка 2,6–22,8 тонны пропанта 20/40 на зону;
- снаббинг (5 скважин): интервал до 15 м, закачка 5,2–28,9 тонны пропанта на зону;
- жидкость – водная полимерная с содержанием CO_2 до 25%.

Результаты:

- у шести скважин дебит после ГРП выше, чем в 1970-е годы;
- еще у четырех – в пределах 25% от начального;
- возврат жидкости – 50–60%, вынос пропанта – всего 5–6 тонн на скважину.

Сравнение:

- длина интервала: ГНКТ – до 7 м; снаббинг – до 15 м;
- расход жидкости: ГНКТ – меньше; снаббинг – почти вдвое больше;
- стоимость: ГНКТ на 10% дешевле; снаббинг – выше.

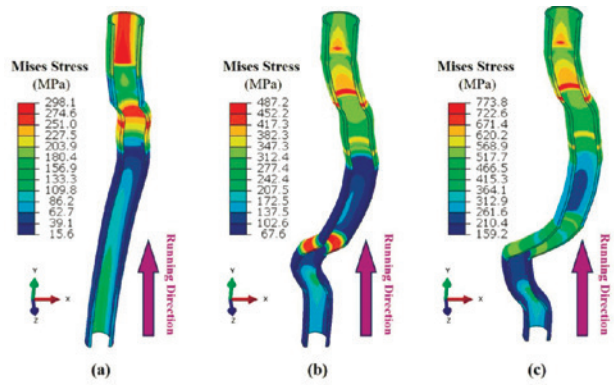
Экономика: повторный ГРП на ГНКТ дает лучший возврат инвестиций по сравнению с бурением новой скважины или ГРП через снаббинг.

Итог для инженеров:

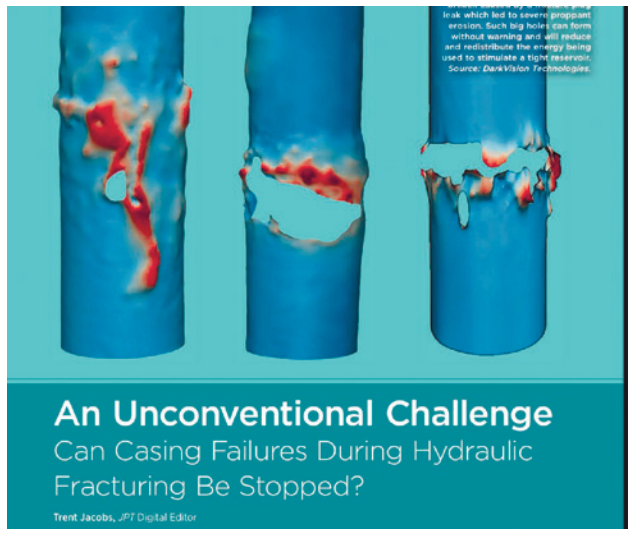
даже через 30 лет добычи адресный поинтервальный ГРП через ГНКТ позволяет обработать ранее недренируемые зоны и выйти на дебит, сопоставимый с начальным. Ключевой критерий отбора – накопленная добыча (без дорогих исследований).

#ГРП #ГНКТ #снаббинг #CoiledTubing #ПовторныйГРП #ReFrac #СтарыеСкважины #WesternCanada #SPE #AFCE

JPT: An Unconventional Challenge. Как ГРП ломает обсадные колонны – и что с этим делать?!



Simulated stress distribution (Von Mises values) of a horizontal well casing in the Sichuan Basin, China shows severe deformation caused by shear forces after three consecutive fracturing treatments: (a) 8th stage, (b) 8th stage, (c) 10th stage. *Source: SPE 195944.*



Все больше компаний по миру сталкиваются с неожиданной проблемой: обсадная колонна деформируется прямо во время ГРП, иногда еще до первой добычи. Статья JPT показывает: это не редкость, а системный вызов для современных сланцевых проектов.

Что происходит?

После нескольких стадий ГРП инструменты перестают проходить дальше по стволу. Диагностика показывает: в горизонтальных скважинах обсадная «сплющена», смещена, повреждена эрозией или разрушена. В Китае такое встречается в 40% скважин, в США – до 30%.

Причины: сочетание геологии геомеханики и новых подходов к ГРП.

Статья подчеркивает: универсальной причины не существует – всегда набор факторов.

К ключевым относят:

- слабая или неподдерживающая цементация;
- низкокачественные или не рассчитанные соединения (муфты);
- эрозия пропантом при утечках через frac-plugs;
- сложные траектории с высокими значениями изгиба и искривлений → обсадная труба неизбежно будет подвергаться точечной или нелинейной нагрузке;
- экстремальные давления ГРП (8–14 тыс. psi) и температурные контрасты;
- асимметричное развитие трещин, вызывающее сдвиг и боковые нагрузки;
- реактивация разломов и тектоническое движение (особенно Китай, Аргентина).

Проблема обострилась именно сейчас, потому что современный ГРП – это уже не 4–5 трещин ГРП, как это делали операторы на заре нетрадиционной разведки, а иногда 150–200 трещин, которые близко расположены друг к другу. Высокие скорости закачки и новые технологии потокоотклоняющего материала, которые накапливают давление у ствола скважины.

Что говорит диагностика?

Статья приводит кейсы с современными методами визуализации:

EV (камера + многорычажный каверномер) – выявлены десятки деформированных муфт в горизонтальном стволе; часть сужена с 3.92" до 3.18".

Чем это грозит?

- потеря доступа к части ствола → невскрытые стадии, падение добычи;
- снижение эффективности ГРП;
- утечки, падение давления;
- подземное оборудование может быть разрушено;
- в тяжелых случаях скважина становится неремонтопригодной.

Экономический эффект так велик, что игнорировать проблему уже нельзя:

недооцененная вероятность разрушения обсадной меняет NPV всей скважины.

Можно ли предотвратить?

Полностью – нет. Но статья выделяет направления с реальным эффектом.

Как минимизировать риски? Статья дает несколько рабочих направлений:

- избегать кластеров у разломов (200–250 ft);
- сглаживать траекторию и снижать интенсивность изгибов;
- улучшать цементирования (не только для изоляции, но и для поддержки трубы);
- контролировать качество муфт и пакер-пробок (многие критические повреждения связаны именно с утечками через пробки или слабые соединения);
- активно применять камеру, акустику и каверномер.

Итог для инженеров. Статья JPT подчеркивает:

деформация обсадной – не редкая аномалия, а системный риск современной плотной многокластерной ГРП-практики и сложной геомеханики.

Чтобы его минимизировать, требуются:

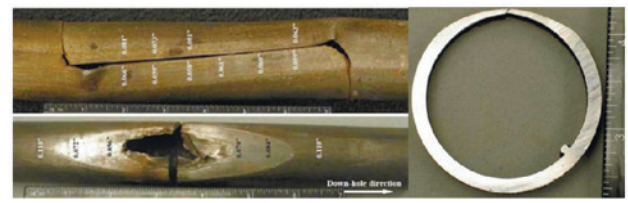
– интегрированный подход к планированию;
– учет геомеханики и асимметричного SRV;
– улучшение цементажа и траектории;
– правильный выбор оборудования;
– развитие инструментов прогнозного моделирования.

И главное – делиться полевыми кейсами, иначе отрасль будет «лечить симптомы, не понимая причины болезни».

#ГРП #Китай #Аргентина #Канала #США #повреждение_колонны #JPT #Безопасность

SPE, 2016. Локализованный экстремальный износ стенки гибких труб – причины и методы устранения





Делимся исследованиями в области надежности оборудования. Предлагаем вниманию читателей подробный разбор редкого, но опасного вида износа ГНКТ от экспертов Baker Hughes.

Проблема:

Хотя большинство причин отказов гибких труб хорошо изучены, один тип имеет ограниченное освещение – чрезмерный абразивный износ стенки, происходящий в основном в скважинах, обсаженных хромоникелевыми трубами (Cr13). Такой износ, достигающий 50–70% толщины стенки на коротком участке (30–150 см), может привести к внезапному разрыву трубы. Иногда критическое повреждение происходит всего за несколько спуско-подъемных операций. Досрочный выход трубы из строя экономически недопустим, а в отдаленных регионах замена может занять месяцы, сорвав операционные планы.

Решение: анализ причин и система мер по снижению рисков.

Авторы детально проанализировали 19 случаев абразивного износа в Азербайджане, Новой Зеландии и США. Основные выводы и разработанные меры:

1. **Главный фактор риска – хромоникелевые обсадные колонны (Cr13/L80).** 75% отказов, удаленных от нижней части колонны, произошли именно в них. Внутренняя поверхность таких труб часто имеет повышенную шероховатость, что резко увеличивает коэффициент трения (по анализу

авторов, до 0.44 против 0.11–0.19 для стали).

2. **Ключевую роль играют локальные дефекты трубы.** Износ концентрируется в зонах с повышенной контактной нагрузкой: вблизи сварных соединений (bias weld), на участках «волнистости» трубы (pipe waviness) или рядом с КНК. Эти дефекты создают точечные высокие нагрузки, не зависящие от профиля ствола.

3. **«Сухой» ствол – катализатор износа.** Отсутствие жидкости в стволе (газовая среда или низкий уровень жидкости) многократно ускоряет процесс абразивного износа и адгезионного износа (galling).

4. **Стратегия смягчения рисков (Remediation Plan) включает в себя:**

- **Идентификацию рисков:** использование матрицы оценки рисков (Larsen & Reichert, SPE 81724), анализ профиля искривления ствола и сил контакта, изучение спецификаций на шероховатость обсадной колонны.
- **Операционные меры:** обязательное заполнение ствола жидкостью, применение смазок металл-металл в зонах высокого искривления, использование устройства для правки труб (выпрямитель / pipe straightener).
- **Мониторинг повреждений:** визуальный осмотр, точечный замер толщины ультразвуком, поиск металлической стружки в уплотнителе, маркировка и наблюдение за дефектными участками.

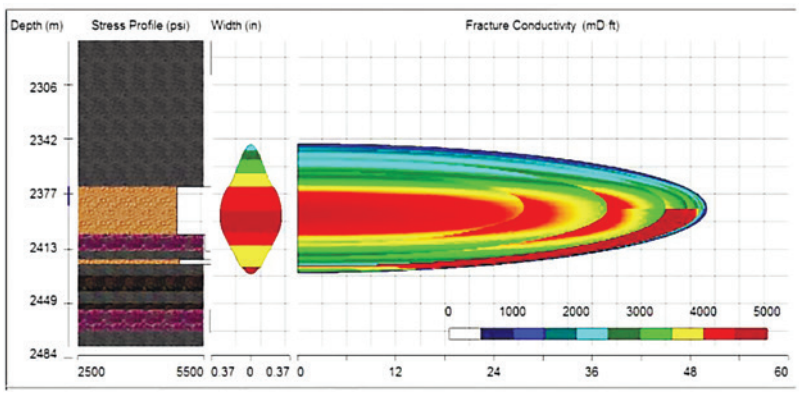
Итог для инженеров и супервайзеров:

абразивный износ, хоть и статистически редок, представляет высокую опасность из-за скорости развития. Успех операций с ГНКТ в хромоникелевых колоннах требует превентивного планирования. Комбинация анализа рисков, поддержания заполненного и смазанного ствола, а также тщательного мониторинга состояния трубы – ключ к предотвращению внезапных отказов и обеспечению безопасности.

#ГибкиеТрубы #ГНКТ #CoiledTubing #Надежность #Отказ #Износ #Абразия #ЗаканчиваниеСкважин #BakerHughes #SPE #Нефтегаз #AFCE

ВАЖНО: есть интерес обсудить данную проблему с экспертами – пишите в Ассоциацию инженеров ГРП и ГНКТ. При высоком интересе организуем вебинар на эту тему.

SPE, 2017. Гибридный ГРП в Индии – как адаптировать технологию под сложные газовые коллекторы



В фокусе – кейс ONGC по оптимизации ГРП в низкопроницаемых газовых коллекторах месторождения Мандапета (бассейн Кришна-Годавари, Южная Индия).

Контекст и проблема:

месторождение Мандапета было открыто в 1988 году, но низкие коллекторские свойства (пористость 8–12%, проницаемость 0,08–0,6 мД) долгое время сдерживали добычу. Ранние попытки ГРП с использованием традиционных сшитых гелей давали скромные приросты с осложненным BHP. Основные вызовы:

- слабые ГТХ свойств коллектора;
- умеренная/высокая фильтрация жидкости в пласт;
- ограничения по обвязке скважин (устья на

5000 psi, колонны 2⅞");
- высокие потери давления на трения в призабойной зоне;
- многоинтервальные перфорации (до 50–60 м) с риском развития множественных трещин.

Решение: Гибридный ГРП + оптимизация каждого этапа.

1. Гибридная технология:

коллеги модифицировали классический подход со сшитым гуаром и применили комбинацию:

- **подушка (до 75% объема):** линейный гель / сликвотер (низкая вязкость) – для создания трещины без лишних потерь давления на трение на низких концентрациях пропанта;
- **стадии со сшивателем (до 25% объема):** сшитый гель – для доставки пропанта на высоких концентрациях пропанта.

Такой подход снизил повреждение пласта полимером, **упростил выход жидкости после ГРП** и позволил работать в условиях ограниченной мощности наземного оборудования.

2. Оптимизация по всем фронтам:

- **жидкость:**
- лабораторный подбор состава с учетом совместимости с породой и пластовым флюидом;
- замедленное сшивание для снижения трения;
- подбор брейкера для быстрого выноса жидкости после ГРП;
- введение в состав жидкости ГРП ПАВ (surfactants) для предотвращения капиллярного запирания при отработке после ГРП;
- кислотная БОПЗ на некоторых скважинах перед проведением ГРП.
- **Пропант:** 20/40 меш, высокопрочный с увеличением конечной концентрации пропанта на высоком расходе, что позволило создать более проводимую трещину ГРП. Максимальная закачка – **151 тонна.**
- **Подготовка ствола:** предварительная кислотная обработка для улучшения связи скважина – пласт и снижения потерь на трение.
- **Борьба со множественными трещинами:** закачка «слаг-пропанта» (мелкая фракция) для изоляции лишних трещин.
- **Обустройство:** рекомендованы «оптимальные» комплектации (89 НКТ, устья от 680 атм) для будущих скважин.

Результаты:

- скважина MDPA: прирост газа 32 500 м³/сут;
- скважина MDPB: прирост газа 37 000 м³/сут;
- скважина MDPC (разведочная): подтвердила наличие газа с приростом 9600 м³/сут;
- в четырех из пяти скважин выход на режим произошел самоизливом без активации в течение 6 часов после стравливания.

Итог для инженеров:

кейс показывает, что успех ГРП в сложных коллекторах – это не выбор «правильной» жидкости, а системная оптимизация всего цикла:

1. Детальная аналитика результатов мини-ГРП.
2. Гибридный дизайн подушки (линейка + сшивка) для баланса между длиной трещины и ее шириной.
3. Управление потерями на трение (протравка кислотой перед ГРП, пропант-слаги).
4. Контроль состава жидкости (совместимость, деструктор, поверхностное натяжение).

Этот подход применим не только в Индии, но и в любых регионах с низкопроницаемыми газовыми коллекторами и ограничениями по наземному оборудованию.

Источник: https://doi.org/10.2118/185421-MS

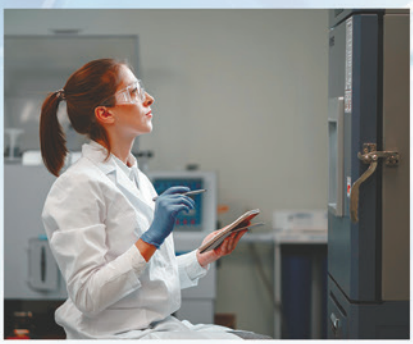
#ГРП #ГибридныйГРП #TightGas #НизкаяПроницаемость #СшитыеГели #Сликвотер #Проппант #ONGC #SPE #Нефтегаз #отработка #ПАВ #AFCE

НАПОМИНАНИЕ: увидели интересную статью или кейс? Предложите нам для следующего обзора.

ETC

КРУПНЕЙШИЙ ПОСТАВЩИК ХИМИЧЕСКОГО СЫРЬЯ И ПИЩЕВЫХ ИНГРЕДИЕНТОВ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ

Мы являемся лидером на рынке дистрибуции химических продуктов и предлагаем комплексные поставки более чем от 300 зарубежных и отечественных производителей.



Собственный научно-технический центр с аккредитованной лабораторией в Санкт-Петербурге осуществляет проверку и сравнительные испытания новых продуктов, занимается разработкой и оптимизацией рецептур. Для решения сложных производственных задач партнерам доступны гибкие форматы коллаборации: от совместных исследований непосредственно в лабораториях ГК ETC до выезда технических специалистов на предприятия заказчиков для проведения промышленных испытаний.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА



- гуаровая камедь (сухой, суспензия);
- ксантановая камедь (сухой, суспензия);
- полиакриламид (сухой, суспензия);
- материалы из полимолочной кислоты: биоразлагаемые волокна для пульсового ГРП, перфошары, гранулы;
- нерастворимые волокна против выноса проппанта;
- сшиватели;
- улексит;
- органобентонит;
- холин хлорид;
- пероксиды (гидропероксид кумола, TBHP,DTBP);
- энзимные деструкторы;
- ингибиторы солеотложений.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ



- понизители фильтрации для тампонажных растворов;
- замедлители сроков схватывания для тампонажных растворов;
- модификаторы реологии для тампонажных растворов;
- наполнители для тампонажных растворов;
- пеногасители;
- противоосадочные добавки;
- расширяющие добавки;
- газоблокаторы;
- адгезионные добавки;
- эластификаторы;
- буферные композиции.

БУРЕНИЕ



- катионные системы буровых растворов (собственное производство);
- реагенты для РУО;
- ксантановая камедь;
- полианионная целлюлоза высоковязкая;
- полианионная целлюлоза низковязкая;
- дефлокулянты.

www.utsrus.com

Реклама

МЫ НАЦЕЛЕНЫ НА ПОИСК ВНУТРЕННЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

WE ARE FOCUSED ON FINDING INTERNAL EFFICIENCY

*На вопросы журнала «Время инженеров ГРП и ГНКТ» отвечает **Тимур Шантимиров,** директор **ООО «ИНК-ТКРС»**.*

***Timur Shantimirov,** Director of **"IOC-Workover and Major Well Repair"**, shares his views in response to questions from "Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing".*

Тимур Шантимиров родился в семье военных в Астраханской области, окончил РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Имеет опыт работы на локациях Западной Сибири, ЯНАО, Астраханской области и Восточной Сибири в структурах ООО «ТНК-ВР», ПАО «НК РОСНЕФТЬ», ГК ООО «Газпром Бурение». Трудовой путь проходил от инженера-специалиста до директора предприятия. С 2024 года возглавляет службу ВСР в ООО «Иркутская нефтяная компания», директор ООО «ИНК-ТКРС». Отмечен государственными и ведомственными наградами.

Timur Shantimirov was born in the Astrakhan Region into a family of military officers, Timur Shantimirov graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas, majoring in Oil and Gas Well Drilling. His professional background includes field experience in Western Siberia, Yamal-Nenets, the Astrakhan Region, and Eastern Siberia, with major operators such as TNK-BP, Rosneft, and Gazprom Drilling. He rose from the position of engineer to that of director of the enterprise. Since 2024 – Head of Workover Services at Irkutsk Oil Company and Director of IOC-Workover and Major Well Repair. He has received state and ministerial awards for his contributions to the industry.



«Время инженеров ГРП и ГНКТ»: Тимур Канатович, расскажите нашим читателям о сервисах ГНКТ и ГРП в Вашей компании.

Тимур Шантимиров: Я возглавляю блок внутрискважинных работ в Иркутской нефтяной компании. Помимо оказываемых нами услуг по текущему и капитальному

"Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing": Timur Kanatovich, could you please tell our readers about coiled tubing and hydraulic fracturing services offered by your company?

Timur Shantimirov: I am in charge of the well intervention unit within Irkutsk Oil Company. In addition to our workover and major well repair services, we also provide coiled tubing and hydraulic fracturing services. We view these as a critical component of our downhole operations, and we are steadily

ремонту скважин, мы также предоставляем сервис по ГНКТ и ГРП – это тот пласт внутрискважинных работ, эффективность которых мы неуклонно повышаем. В нашем распоряжении находятся несколько собственных флотов ГНКТ, при этом ГРП – пока наемный сервис, но есть желание в перспективе организовать собственный сервис, и мы на пути к осуществлению задуманного: в конце 2025 года мы запустили собственный флот кислотного мини-ГРП. На текущий момент управление работой флотов ГРП осуществляется нашими внутренними службами. В год может проводиться до 250 стадий (порядка 150 т).

ВИ: Насколько я поняла, Ваша компания в большей мере специализируется на колтюбинге?

Т.Ш.: Основной наш вид деятельности – все-таки текущий и капитальный ремонт. Вместе с тем мы понимаем, что спектр внутрискважинных работ шире, чем просто СПО, замена ГНО и прочее. Таким образом, у нас есть еще ряд подразделений, в том числе и ГНКТ – наш собственный сервис. У на задействовано четыре полноценных классических флота ГНКТ, которые работают в рамках производственной программы и которые мы планируем модернизировать. Также мы располагаем флотом ГСПТ (сталеполимерная гибкая труба), однако ввиду изменения специфики характера ремонтов и локаций нашего присутствия необходимость в использовании такого оборудования заметно снижается.

У нас задействовано четыре полноценных классических флота ГНКТ.
We currently have four conventional, full-scale coiled tubing fleets.

Продвинутая модернизация будет заключаться в изготовлении портального колтюбинга, что позволит оптимизировать затратную часть в виде необходимости постоянного дежурства крановой техники.
Advanced modernisation will involve, the development of portal-style coiled tubing, which will allow us to optimise costs by eliminating the need for permanent crane stand-by.

ВИ: Какая конкретно предполагается модернизация?

Т.Ш.: Эта продвинутая модернизация будет заключаться в том числе в изготовлении портального колтюбинга, что позволит

working to increase their efficiency. We have several proprietary coiled tubing fleets at our disposal, whereas hydraulic fracturing is currently outsourced. However, we are planning to build our own fracturing service in the future, and we are already making headway: at the end of 2025, we launched our own acid mini-frac fleet. At present, the operation of our fracturing fleets is overseen by our internal services. The annual capacity reaches up to 250 stages (around 150,000 tonnes).

ET: If I understand correctly, your company specialises mainly in coiled tubing services?

T.SH.: Our core activity is still workover and major well repair. At the same time, we understand that the scope of well intervention is broader than just tripping operations, replacement of downhole pumping equipment, and the like. In this regard, we also have a range of other divisions, including our own coiled tubing service. We currently have four conventional, full-scale coiled tubing fleets operating within our production programme, and we are planning to modernise them. We also have a fleet of steel-polymer flexible tubing. However, due to changes in the nature of workover operations and the locations where we operate, the need for this type of equipment has noticeably decreased.

ET: What exactly does this modernization involve?

T.SH.: This advanced modernisation will involve, among other things, the development of portal-style coiled tubing, which will allow

оптимизировать затратную часть в виде необходимости постоянного дежурства крановой техники. Разработка прошла защиту на нашем техническом совете, и мы совместно с конструкторами предприятия-изготовителя уже работаем над ее реализацией.

ВИ: Если не секрет, то установки ГНКТ каких производителей используются в Вашей компании?

Т.Ш.: Установки «ФИДМАШ» и Группы ФИД.

ВИ: В каком направлении Вам видится стратегическое развитие сервиса ГНКТ в Вашей компании?

Т.Ш.: В ИНК мы постоянно занимаемся системой непрерывных улучшений, поиском внутренней эффективности. Так, например, нашими подразделениями достигаются все новые и новые амбициозные цели; к слову, наша служба бурения первой в Восточной Сибири, а может, и в РФ установила рекорд, пробурив с ВЗД горизонтальные стволы протяженностью более 3500 м. И, учитывая длину таких горизонтов, мы понимаем, что для активации муфт ГРП, освоения скважины и других операций нам необходимо использование флота ГНКТ большей грузоподъемности с 63-тонным инжектором для работы с гибкой трубой диаметром 60,3 мм и длиной 6500 м. У нас уже есть предложение от Группы ФИД и технические решения в первой итерации.

ВИ: Предполагаются ли значительные инвестиции в технику?

Т.Ш.: В настоящее время мы от широких вливаний в инвестпрограмму воздерживаемся. Но сидеть на месте тоже не в наших правилах. С конструкторами Группы ФИД у нас долгое сотрудничество. Коллеги постоянно выходят с инициативой каких-то инноваций, ищут новые решения, а мы никогда не отказываемся от такой совместной работы.

ВИ: Какие внутрискважинные операции

us to optimise costs by eliminating the need for permanent crane stand-by. The concept has been cleared by our technical committee, and we are now working jointly with the engineering team at the manufacturer's facility on its practical realisation.

ET: If you don't mind our asking, which manufacturers' coiled tubing units are used in your company?

T.SH.: We use units from FIDMASH and the FID Group.

Наша служба бурения первой в Восточной Сибири, а может, и в РФ установила рекорд, пробурив с ВЗД горизонтальные стволы протяженностью более 3500 м.

Our drilling division, for instance, was the first in Eastern Siberia – and quite possibly in Russia as a whole – to set a record for drilling horizontal laterals of more than 3,500 metres using DDM.

ET: What is your vision for the strategic development of coiled tubing services in your company?

T.SH.: At IOC, we are always committed to a process of continuous improvement and are constantly seeking ways to enhance our internal efficiency. Take, for example, the fact that our teams are constantly pushing the boundaries to achieve new ambitious goals. Our drilling division, for instance, was the first in Eastern Siberia – and quite possibly in Russia as a whole – to set a record for drilling horizontal laterals of more than 3,500 metres using DDM. And, given the length of such laterals, we understand that for activating frac sleeves, well clean-up, and other operations, we need to deploy a coiled tubing fleet with greater lifting capacity, featuring a 63-ton injector head for handling 60.3 mm coiled tubing up to 6,500 metres in length. We already have a proposal from the FID Group and technical solutions in the first iteration.

ET: Do you anticipate making substantial investments in equipment?

T.SH.: At present, we are holding back from significant capital infusions into our investment

наиболее востребованы в регионе работы Вашей компании?

Т.Ш.: Весь классический спектр внутрискважинных работ нефтяного и газового фондов: смена ЭЦН и фондовой НКТ, освоение скважин, химические обработки призабойных зон пласта и многое другое. Что касается именно деятельности ГНКТ, то это в первую очередь, активации муфт ГРП, ГИС ОПП (определение профиля притока), ПВР (прострелочно-взрывные работы), работы с мостовыми пакер-пробками и нормализация забоев. Кроме того, в контексте большого фронта работ на фонде скважин с АНПД мы рассматриваем очень перспективное, на наш взгляд, направление – эжекционную очистку на ГНКТ.

ВИ: Какие еще высокотехнологичные операции в Ваших планах?

Т.Ш.: Мы очень оптимистично настроены в отношении возможности бурения боковых стволов на ГНКТ. На текущем этапе имеющимися мощностями нашего оборудования мы пока ограничены по профилю проводки ствола в скважине-кандидате: по грузоподъемности, дохождению нагрузок и другим показателям параметров бурения расчеты показали возможность бурения порядка 250–300 м проходки. Но заказчику нужно почти 1000 м бокового ствола.

ВИ: Но столько в России никто на ГНКТ не бурил.

Т.Ш.: «ФракДжет-Волга» декларирует 560 м. А что нам мешает пробурить 1000 м? Ведь никто, кроме нас, в Восточной Сибири и 3,5 км горизонты с ВЗД не делал, которые мы сейчас бурим тиражом.

ВИ: А какие у Вас глубины по вертикали до отхода?

Т.Ш.: Угол мы начинаем набирать ориентировочно с 700–800 м (зависит от месторождения и конкретного профиля) и на ~2500 м уже идем в горизонте.

ВИ: В горизонтальном участке используются ГНКТ большого диаметра или скважинные трактора?

Т.Ш.: Да, используются наши флоты

programme. That said, staying idle is not in our nature. We have a long-standing collaboration with the FID Group's engineering team. They regularly come to us with innovative proposals and new technical ideas, and we are always open to such collaborative process.

ET: What well intervention operations are most in demand in the region where your company operates?

T.SH.: We cover the entire conventional spectrum of downhole operations for oil and gas well stock: ESP replacements, replacement of production tubing, well clean-up, chemical stimulation of bottomhole formation zones, and many other operations. As for coiled tubing activities specifically, these primarily include activation of frac sleeves, wireline logging and production logging, perforating and explosive jobs, bridge plug and packer operations, and wellbore clean-out and normalisation. In addition, given the extensive scope of work on wells with abnormally low formation pressure, we see ejector cleaning with coiled tubing as a highly promising area.

ET: What other technologically advanced services are you planning to introduce?

T.SH.: We are quite optimistic about the prospects of sidetracking using coiled tubing. At present, our equipment capabilities limit us in terms of trajectory control in the candidate well – specifically, hoisting capacity, weight transfer, and other drilling parameters. According to our estimates, we can currently drill about 250 to 300 metres of new borehole, whereas the customer needs nearly 1,000 metres of sidetrack.

ET: But no one in Russia has ever drilled that far with coiled tubing.

T.SH.: FracJet-Volga claims 560 metres. So why shouldn't we be the ones to drill 1,000 metres? After all, no one else in Eastern Siberia had ever drilled 3.5 km horizontal laterals with downhole motors – and now we do it routinely.

ET: And what are your vertical depths down to the sidetrack point?

T.SH.: We begin to build the angle at roughly 700–800 metres, depending on the reservoir and the particular well trajectory, and by about 2,500 metres we are already drilling horizontally.

ET: Do you rely on large-diameter coiled tubing or downhole tractors when working in

ГНКТ. Однако, очевидно, что с определенных глубин по стволу мы ограничены по глубине дохождения оборудования. Исходя из этого, мы рассматриваем более тяжелый койл, оснащенный инжектором с тяговым усилием 63 т. Трактор мы тоже рассматриваем, но это более далекая перспектива. Но даже 63-тонник нам бы позволил пусть не всю мощность брать, но, по крайней мере, около 6000 м мы могли бы с ним взять (порядка 3500 м в горизонте).

С определенных глубин по стволу мы ограничены по глубине дохождения оборудования. Исходя из этого, мы рассматриваем более тяжелый койл, оснащенный инжектором с тяговым усилием 63 т.

That from certain depths along the wellbore we are limited in terms of tool reach. With this in mind, we are considering a heavier coil string equipped with a 63-tonne injector.

ВИ: Насколько мне известно, российского трактора на рынке пока нет. Что, по Вашему мнению, способно помочь отечественным производителям в продвижении своей продукции?

Т.Ш.: За свою карьеру, а я успел поработать и в периметре ПАО «НК Роснефть», и в периметре ПАО «Газпром», я не раз видел, как сверху спускается директива использовать то или иное оборудование отечественного производства. Но с точки зрения частного бизнеса такая практика не совсем выгодна, потому что экономический эффект нужен здесь и сейчас. Однако очень важно, чтобы у тех пионеров, которые взяли на себя смелость локализации производства того или иного оборудования была возможность пусть медленно, но верно развиваться. Я считаю, что определенную меру ответственности

Очень важно, чтобы у тех пионеров, которые взяли на себя смелость локализации производства того или иного оборудования была возможность пусть медленно, но верно развиваться.

It is crucial that the pioneers who have had the courage to localise the manufacturing of specific equipment are afforded the opportunity to progress – albeit slowly, but steadily.

за это каждый недропользователь должен пусть в куцем виде, но брать. На мой взгляд, хорошо было бы, если бы на законодательном уровне были бы собраны все инициативы и доведены до недропользователей, если бы между ними была поделена «поляна».

the horizontal section?

T.SH.: Yes, we use our coiled tubing fleets. However, it is clear that from certain depths along the wellbore we are limited in terms of tool reach. With this in mind, we are considering a heavier coil string equipped with a 63-tonne injector. A tractor is also on our radar, but that is a longer-term option. Still, a 63-tonne injector would already be a major step – we wouldn't necessarily use its full capacity, but we could comfortably reach around 6,000 metres along the wellbore, including about 3,500 metres of lateral.

ET: As far as I know, there is currently no Russian-made tractor on the market. . So what do you think could help domestic manufacturers move forward with their products?

T.SH.: Over the course of my career – and I have worked both within the perimeter of Rosneft and within Gazprom – I have seen on multiple occasions how a directive comes down from above to use one or another piece of domestically manufactured equipment. But from the perspective of a private business, such a practice is not entirely advantageous, because the economic effect is needed here and now. Nevertheless, it is crucial that the pioneers who have had the courage to localise the manufacturing of specific equipment are afforded the opportunity to progress – albeit slowly, but steadily. I believe that every subsoil user should bear a certain measure of responsibility for this – even if only in a modest way. In my view, it would be good if all

WellPulse™

СИСТЕМА ФИКСАЦИИ
ВНУТРИСКВАЖИННЫХ СОБЫТИЙ
НА ПОВЕРХНОСТИ

ПУЛЬС КАЖДОЙ ОПЕРАЦИИ — ПОД КОНТРОЛЕМ

МОНИТОРИНГ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПЛАСТА
ТАМ, ГДЕ ДРУГОЕ НЕ РАБОТАЕТ



5 МИНУТ
НА УСТАНОВКУ

ОНЛАЙН
МОНИТОРИНГ СОБЫТИЙ
В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

БЕЗ РИСКА
БЕЗ СПУСКА В СКВАЖИНУ

>250	26	100%	ПО ВСЕЙ РОССИИ
ОПЕРАЦИЙ ПРОАНАЛИЗИРОВАНО	СКВАЖИН	ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОБЫТИЙ	

МГРП | КГРП | P&P | ПОВТОРНЫЙ ГРП | ГПП С ГРП

WELLS ENGINEERING PRODUCTION RESULTS

wellssoft.com


GEO
ENGINEERING
INNOVATIVE SOLUTIONS
ИНТЭКО
ГРУППА КОМПАНИЙ
Блочно-модульное оборудование ГНКТ
Инжиниринг и проектирование
www.geoeltd.com
НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ НА ГНКТ
СЕРВИС ГНКТ ТЯЖЕЛОГО КЛАССА (63Т)
КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
ГИС
НЕФТЕСЕРВИС
Блочно-модульные установки подготовки нефти,
газа и газоконденсата МКОС/МУПНГ
Геофизические, гидро/газодинамические, газоконденсатные
исследования скважин, микросейсмический мониторинг
Сервис ГНКТ (Coiled Tubing)
www.gisns.ru
ИНТЭКО
ГРУППА КОМПАНИЙ

Возможно, со стороны государства могут быть предоставлены определенные взвешенные преференции или льготы, каникулы. В данном случае, уверен, что и частный бизнес брал бы на себя обязанность развивать именно российский сервис. Нужно находить компромиссы. Цель состоит в том, чтобы не быть заложниками ситуации и простыми исполнителями непонятных правил. Должен просто вестись честный разговор между всеми сторонами. Тем более что на стороне промышленников думающие люди – инженеры, интеллигенция. И им не нужно указывать: сделайте то или это. Нужно сказать: есть такая-то проблема, давайте вместе подумаем, как ее решить. Я считаю, что это конструктив, в ходе которого выявятся лидеры, готовые брать на себя ответственность.

ВИ: И у которых есть компетенции.

Т.Ш.: Совершенно верно. Когда я только попал в Иркутскую нефтяную компанию, то увидел, как много делает не только для самой компании, но и для всей производственной сферы наше руководство. Я хочу сказать, что чем больше в России будет таких руководителей, как в нашей компании, тем быстрее страна придет к процветанию. Потому что это настоящие люди – патриоты своего дела и своей земли. Они оберегают те ценности, которые в нашей компании фундаментально заложены: человеческий ресурс, природу, традиции. Они отвечают на те вызовы, которые перед нами стоят.

ВИ: Как Вам видится в обозримом будущем развитие технологий ГРП и ГНКТ и, шире, высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

Т.Ш.: В обозримом будущем, думаю, широкое распространение начнет получать бурение на ГНКТ, потому что бурить горизонты и заниматься интенсификацией с ГНКТ, наверное, будет более выгодно, чем с использованием больших буровых станков. Но, конечно, и от КРС мы никуда не уйдем. Мне кажется, что большие перспективы у

initiatives were consolidated at the legislative level and communicated to subsoil users, and if the responsibilities were appropriately shared among them. Perhaps the state could offer certain well-considered preferences, incentives, or tax holidays. In that case, I am confident that private businesses would also take on the obligation to develop domestic services. We need to find compromises. The ultimate goal is not to be trapped by circumstances or to act as mere executors of unintelligible rules. An honest dialogue must simply be conducted between all parties. Moreover, on the side of the industrialists there are thoughtful people – engineers, the intelligentsia. And they do not need to be told: do this or that. What needs to be said is: here is a problem, let us think together about how to solve it. I believe this is a constructive approach, through which leaders who are ready to take responsibility will emerge.

ET: And who have the competencies.

T.SH.: That is absolutely true. When I first came to Irkutsk Oil Company, I saw how much our management does – not just for the company, but for the entire industrial sector. I would say that the more leaders like ours Russia has, the faster this country will achieve prosperity. Because they are genuine people – patriots of their craft and their homeland. They protect the core values that are fundamentally ingrained in our company: our people, the environment, our traditions. And they rise to every challenge we face.

В обозримом будущем широкое распространение начнет получать бурение на ГНКТ.

In the foreseeable future, coiled tubing drilling will become widespread.

ET: How do you see the development of hydraulic fracturing and coiled tubing technologies – and, more broadly, high-tech oilfield services – in the foreseeable future?

T.SH.: In the foreseeable future, I believe coiled tubing drilling will become widespread, because drilling horizontal sections and carrying out stimulation with coiled tubing will probably be more cost-effective than using large drilling rigs. But, of course, we will not be moving away from workover operations either. It seems to me that there is great potential in technologies such

такой технологии, как спуск ЭЦН на ГНКТ. Достаточно перспективным будет направление, когда ГНКТ оставляют в газовой скважине, в которой скапливается большое количество пластовой воды и песка.

ВИ: Концентрические лифтовые колонны?

Т.Ш.: Да. Ну и эжекционная очистка, о которой я уже говорил. Ведь фонд скважин с АНПД растет из года в год. Поэтому эжекционную очистку я бы даже поставил в топ. Мне кажется, что эти четыре направления, помимо всех базовых операций, будут широкомасштабно использоваться, потому что фонд и больших месторождений Западной Сибири, и Ямала предрасполагает к созданию таких скважинных условий, для которых эти технологии будут эффективны.

ВИ: Какие технологии уже существуют, но еще неизвестны широкой публике?

Т.Ш.: Очень интересная технология Slim Frac, потому что именно она позволяет надежно изолировать зону, которой грозит обводнение при проведении повторного МГРП.

Главная особенность применения Snubbing Unit – замена лифта НКТ без глушения скважины.

The key feature of using a Snubbing Unit is the ability to replace the tubing string without killing the well.

ВИ: Это очень перспективная технология, кстати, разработанная в России.

Т.Ш.: Когда слушаешь своих научных руководителей, а я оканчивал РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, то берет гордость за их молодость, за все, что было придумано в сороковые-пятидесятые годы прошлого века. А теперь мы оказались в догоняющей позиции. Но я уверен, что история циклична и мы возродим наше научное величие.

ВИ: О каких еще технологиях Вам бы хотелось рассказать?

Т.Ш.: Может быть, это не совсем относится

as running ESPs on coiled tubing. Also, a highly promising area is leaving coiled tubing in gas wells where large amounts of formation water and sand accumulate.

Фонд скважин с АНПД растет из года в год. Поэтому эжекционную очистку я бы даже поставил в топ.

The stock of wells with abnormally low formation pressure is growing year on year.

ET: What about concentric lift strings?

T.SH.: Yes. And also the ejection cleaning that I already mentioned. After all, the stock of wells with abnormally low formation pressure is growing year on year. So I would even put ejection cleaning at the top of the list. It seems to me that these four directions, in addition to all the basic operations, will be used on a large scale, because the well stock of both the major West Siberian fields and Yamal lends itself to creating the types of downhole conditions where these technologies will be effective.

ET: What technologies already exist but are not yet widely known to the general public?

T.SH.: One particularly noteworthy technology is Slim Frac, as it provides reliable isolation of intervals that are at risk of water breakthrough during repeat multi-stage fracturing.

ET: This is a very promising technology, which, incidentally, was developed in Russia.

T.SH.: When I listen to my academic supervisors – and I am a graduate of Gubkin Russian State University of Oil and Gas – I feel proud of their youth, of everything that was conceived back in the 1940s and 1950s. But now we find ourselves in a position of catching up. Still, I am confident that history is cyclical, and we will restore our scientific greatness.

ET: What other technologies would you like to tell us about?

T.SH.: This may not be directly related to the subject of fracturing and coiled tubing, but I am

к тематике ГРП и ГНКТ, но я с большим оптимизмом отношусь к технологии Snubbing Unit. Я убежден, что за этим будущее ТКРС.

ВИ: «Снаббинговая установка – это гидравлический подъемник КРС, сочетающий в себе функциональность бурового станка и мобильность легкой сервисной установки ТКРС, что дает возможность проводить все стандартные работы по ремонту скважин, сохраняя при этом компактность и автономность оборудования», – такое определение я прочла на одном из сайтов. Все правильно?

Т.Ш.: Да. Главная особенность применения Snubbing Unit – замена лифта НКТ без глушения скважины. Чтобы изучить практику снаббинга, я специально летал в Китай, объехал все провинции, в которых эта технология применяется, и был очень впечатлен результатами работ.

ВИ: Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» впервые прошла в новом формате диалога «Производитель – сервис – недропользователь». Является ли, по Вашему мнению, этот формат эффективным?

Т.Ш.: Конференция прекрасная! Очень лестно, что меня пригласили и дали слово. Со многими коллегами удалось пообщаться, установить контакты. Самое главное – здесь есть люди, которые действительно принимают решения. Такие площадки для обмена опытом, идеями, технологиями чрезвычайно важны в наших условиях, когда многие компании пытаются быть обособленными. Главная задача – объединить всех нас под одной большой идеей, дать нам возможность сотрудничать, получать преференции. Даже не надо ставить нам задачи. Мы их сами можем не только сгенерировать, но и определить, что именно нужно в первую очередь. Я верю в то, что мы обречены на успех. ■

very optimistic about Snubbing Unit technology. I am convinced that this is the future of workover operations.

ET: One site defines a snubbing unit as "a hydraulic workover rig that combines drilling-rig functionality with the mobility of a light intervention unit, allowing all standard well repairs to be performed while keeping the equipment compact and self-contained". Would you say that is accurate?

T.SH.: Yes. The key feature of using a Snubbing Unit is the ability to replace the tubing string without killing the well. To study snubbing practices, I specifically travelled to China, visited all the provinces where this technology is used, and was very impressed with the results.

ET: For the first time, the conference "Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing, Well Intervention" adopted a new dialogue format, bringing together manufacturers, service companies, and subsoil users. Do you think this format works effectively?

Я верю в то, что мы обречены на успех.
I believe we are destined for success.

T.SH.: The conference is excellent! I am very flattered to have been invited and given the floor. I had the opportunity to talk with many colleagues and establish contacts. Most importantly, this is where the people who actually make decisions are present. Such platforms for exchanging experience, ideas, and technologies are extremely important in our environment, where many companies tend to remain isolated.

The main goal is to unite all of us under one big idea, to give us the opportunity to cooperate and gain benefits.

We don't even need to be given tasks. We can ЦЦnot only generate them ourselves, but also determine what is needed first and foremost. I believe we are destined for success. ■

Вела беседу Галина Булыка, «Время инженеров ГРП и ГНКТ»

By Halina Bulyka, "Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing"

Решения, приближающие использование сжиженного углеводородного газа для ГРП

В.А. Цыганков, руководитель проекта, к. т. н., В.В. Василевич, отраслевой эксперт,
К.Б. Аллояров, отраслевой эксперт, к. т. н., акционерное общество «РТ-Комплектация»

В статье рассматривается проблема внедрения инновационных технологий в нефтегазовой отрасли России. Разработка и внедрение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием сжиженного углеводородного газа (СУГ) расширяет возможности развития масштабной области работ по направлению интенсификации добычи и повышения отдачи пластами жидких и газообразных углеводородов, что является важной основополагающей частью отраслевой экономики.

В США и Канаде рассматриваемая технология применялась преимущественно на сланцевых месторождениях, а накопленный опыт большинства компаний-операторов со временем привел к вытеснению с рынка дорогостоящих работ более выгодным бурением большого количества вертикальных скважин с водными ГРП.

На ряде частных примеров в своей работе авторы демонстрируют подходы и приемы, применяемые для снятия барьеров, возникающих на этапах принятия управленческих решений при внедрении новой ресурсоемкой технологии гидроразрыва, связанной с неопределенностями, обусловленными новизной технологии, а также предлагают варианты снятия этих неопределенностей. Представленные неопределенности относятся к: принятию новых технологий; оценке финансово-экономического эффекта; моделированию процесса; работе с составляющими технологии, в частности, с реагентами и жидкостями ГРП.

Введение

На начальных стадиях, предваряющих этап реализации инновационных технологических проектов, проектные команды должны решить ряд задач, связанных с неопределенностью как в технико-технологических вопросах, так и в финансово-экономических. Лица, принимающие решения (ЛПР) на всех уровнях вертикали организации, нуждаются в обосновании востребованности особенно инновационных технологий, с демонстрацией того, что технология может быть реализована с получением прибыли, что она требует новых подходов, которые необходимо рассматривать под непривычными и даже спорными на первый взгляд углами, ведь инновационные технологии часто основываются на новых физических принципах и нестандартных решениях.

Согласно передовому опыту крупнейших международных нефтегазовых компаний, управление проектами базируется на интегральном поэтапном процессе, который позволяет максимально эффективно принимать инвестиционные решения с учетом существующих рисков и неопределенностей, контролировать затраты и принимать обоснованные решения о продолжении либо завершении проекта при переходе с этапа на этап, с этапа «оценка» через «выбор» и «определение» к «реализации» [1]. Процесс перехода проекта с этапа на этап состоит из основного поэтапного алгоритма, в рамках которого выполняются необходимые работы, а также нескольких ключевых дополнительных сквозных процессов: управление рисками;

[1]Для простоты восприятия авторы будут придерживаться привычной отраслевой формулировки – гидравлический разрыв пласта, описывая представленную разработку гидроразрыва со сжиженным углеводородным газом, а не безводный разрыв пласта (БРП).

управление сроками и стоимостью; бенчмаркинг; управление изменениями, а сам проект должен подчиняться принципам методики постановки целей СМАРТ (англ. SMART – Specific (конкретный), Measurable (измеримый), Achievable (достижимый), Relevant (актуальный, релевантный), Time-bound (ограниченный во времени)) [2]. Подобный подход позволяет четче понять суть технологии, снизить риски и перевести неопределенности в разряд конкретных форм.

Сегодня нефтяная отрасль Российской Федерации (РФ) переживает сложные времена, нуждаясь во внедрении новых технологий, в особенности прорывных. Это в том числе связано с секторальными санкциями, ограничивающими доступ к иностранным технологиям, кадровым голодом, отсутствием опыта по конкретным технологическим направлениям. В частности, подобная картина наблюдается в области гидравлического разрыва пласта. Практически все технологии, которые представляются к внедрению в настоящее время, являются комбинациями нескольких уже известных ранее применявшихся по отдельности технологий гидравлического разрыва пласта или сопутствующих ГРП технологий, относящихся к применению различных жидкостей, материалов, технологических операций.

Описание проблемы

Технология гидроразрыва пласта с использованием сжиженного углеводородного газа является инновационной технологией как для российской, так и для мировой нефтесервисной отрасли, поскольку в мировой практике подобный опыт имела единственная компания, работавшая исключительно на месторождениях США и Канады в разгар сланцевой революции. Однако десятилетний опыт работ показал, что в долгосрочной перспективе наилучший результат для компаний-недропользователей достигается при бурении не наклонно-направленных скважин с продолжительным горизонтальным окончанием с многостадийным ГРП (МГРП) или скважин с высокотехнологичными ГРП, а гораздо более дешевых вертикальных скважин с недорогими водными ГРП.

В настоящее время в ряде стран периодически возникают публикации, демонстрирующие интерес к технологиям безводного разрыва пласта со сжиженным газом, например, в Китае и Индии [3–6]. Для РФ опыт промысловой реализации ГРП с СУГ будет являться не только новым и уникальным, но еще и перспективным, поскольку даст толчок к рождению других газовых технологий гидроразрыва пласта, представив их высокую вероятностную реализуемость, финансово-экономическую эффективность и наукоемкий потенциал.

Данная работа описывает ряд предлагаемых авторами решений для первостепенных задач, позволяющих снять преграды для понимания и принятия технологии ЛПР всех уровней нефтедобывающих компаний, являющихся потребителями сервиса ГРП.

К таким задачам относятся:

1. Демонстрация простоты реализации и технологической открытости.
2. Определение финансово-экономической эффективности проекта.
3. Моделирование для прототипа и аналогов.
4. Оптимизация при эволюционном развитии.

Научно-технологическая предвзятость

Выпуск новых технологий, которые бы заключали в себе принципиально иные подходы в сравнении с существующими, как правило, характерен для крупных компаний, корпораций, способных вкладывать большие деньги в ученых, в исследования, ждать длительное время до выпуска технологии на рынок и в итоге делать ставку на наиболее перспективную из портфеля разрабатываемых технологий. Если внешняя среда не слишком привлекательна в финансовом плане, то и расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) могут быть незначительными или совсем отсутствовать. Как правило, большинство новых разработок представляют оптимизацию существующих технологий, замену одних материалов и жидкостей другими похожими, оптимизацию математических моделей и алгоритмов расчета, работу с технологическими операциями, рабочими и бизнес-процессами. То есть проблема создания новых технологий решается экстенсивно. Сегодня в России большинство технологий гидроразрыва пласта – вариации и комбинации известных технологий стандартного водного ГРП ввиду их относительной дешевизны. Такой подход, безусловно, оптимизирует ряд производственных показателей, но не дает реализовать значительную часть потенциала для большинства объектов

разработки, а зачастую безвозвратно снижает его.

Передовые решения обычно кажутся сложными и с высокой долей неопределенности, но по факту все может быть достаточно дешево, надежно и технологично, чему может служить яркий пример компании «Газпром нефть» с ее визионерским видением, позволившим в период экономических кризисов 21-го века удвоить добычу углеводородов, стать третьей по величине нефтяной компанией России, начать промышленную добычу нефти на шельфе Арктики, удерживать лидерство в сложном бурении и внедрении цифровых решений. Такие показатели были достигнуты за счет инвестиционных программ и оптимизации затрат, расширения портфеля активов и технологических инициатив [7–9].

Процесс ГРП часто сравнивают с полетом в космос по сложности, многогранности и объекту воздействия. Если рассматривать опыт компании GASFRAC Energy, то в соответствии с вышеприведенной аналогией ею были привлечены значительные средства на разработку дорогостоящего промыслового оборудования, представляющего собой замкнутый контур агрегатов [10], функционирующий под значительным избыточным давлением, в то время как основная часть стандартного оборудования флота ГРП работает под атмосферным давлением или незначительно превышающем его. Наработанный многолетний опыт позволил инженерам создать аналог технологии зарубежной компании, который не требует значительных затрат и сложных решений, а заключается в использовании ключевых оптимизационных решений, позволяющих связать воедино ряд проверенных временем технологий и подходов, касающихся как этапа лабораторного тестирования жидкостей для гидроразрыва, моделирования самого процесса, так и промыслового исполнения процесса ГРП и освоения скважины.

Не раскрывая авторских ноу-хау, в качестве аналогии для описания сути созданной технологии можно привести гибрид пенного и дизельного ГРП, когда поток газа идет по одному трубопроводу, а жидкая гидросмесь по другому и оба трубопровода встречаются на устье скважины. Данный подход позволяет обеспечить закачку до 70% СУГ в скважину и пласт.

Комплексность оценки финансово-экономической эффективности

Поскольку новая разработанная технология относится к разряду капиталоемких, для оценки ее эффективности следует пользоваться удельными показателями доходности, а не опираться на показатели прибыльности, которые могут представляться недостаточными для принятия управленческих решений по внедрению технологии. Помимо различных показателей рентабельности, высокотехнологичные МГРП могут быть описаны не самыми привычными показателями, такими как UDC (ultimate drilling cost, удельная стоимость строительства скважин) и UTC (ultimate total cost, удельная совокупная стоимость жизни скважины).

UDC – это показатель, представляющий собой совокупность приведенных затрат на строительство горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) к объему извлекаемых запасов. Применение технологичных решений может существенно повлиять на UDC – например, использование СУГ при ГРП вместо водных растворов позволяет уменьшить UDC эталонной скважины баженовской свиты с горизонтальным стволом 1500 м и 30 стадиями ГРП на 3,3 тысячи рублей за тонну нефти [11]. Но каждый проект требует индивидуального подхода с учетом геологических, технических и экономических факторов оценки.

UTC – данный показатель отличается от UDC тем, что учитывает совокупную стоимость всего жизненного цикла скважины, включая капитальные и операционные затраты, приведенную к накопленной добыче углеводородов [12]. Повышение коэффициента извлечения нефти или газа (КИН, КИГ) снижает UTC, глубина и сложность геологического разреза, наоборот, увеличивают UTC, применение высокотехнологичного оборудования или технологий (например, ГРП с СУГ) увеличивает капитальные затраты, но может снизить операционные затраты, при этом увеличив накопленную добычу, и, таким образом, снижая UTC.

ГРП со сжиженным газом позволит улучшить модель эксплуатации добычного актива за счет внедрения технологии с более выгодной юнит-экономикой: +30% – период добычи; -5–20 дней – период освоения скважины; x1,5–2 – кратность

повышения профиля дебитов скважины, что в итоге приводит к снижению удельной стоимости добычи нефти на 22% в случае рассмотрения типовой ГС с МГРП, вскрывающей ачимовскую свиту.

Хотя UDC и UTC и являются маркерными показателями, для всесторонней оценки проекта и сравнения его с альтернативными решениями требуется провести полноценное моделирование и рассчитать полный перечень показателей: внутреннюю норму доходности, индекс доходности от инвестиций, чистый дисконтируемый доход (ЧДД), нетбэк и подобные.

Нормализация при моделировании

Представленная технология не имеет готовых решений для компьютерного моделирования и лабораторного физического моделирования поведения жидкости разрыва в промысловом оборудовании, скважине и пласте. Для решения данной задачи применяется ряд инженерных приемов, нацеленных на преобразование (нормализацию) процессов, операций, параметров системы для обеспечения их корректной работы, упрощения анализа и унификации результатов с последующим сокращением многообразия сущностей, упрощения процессов и повышения качества работ в целом.

В целях нормализации данных могут применяться методы аналогий и абстрагирования. Они позволяют заменить исходные объекты или подходы альтернативными, более удобными для оперирования, анализа и вычислений, особенно в условиях неопределенности или неприменимости базовых решений. В частности, абстрагирование обеспечивает получение приближенных, но достоверных решений на основе устоявшихся алгоритмов.

При реализации системного анализа для решения разноплановых задач задействуются модели различной масштабности и степени детализации. Построение любой такой модели предполагает последовательное выполнение ряда шагов:

- разграничение системы и окружающей среды;
- выделение структурных элементов и подсистем;
- установление взаимосвязей между ними;
- определение границ применимости модели и базовых допущений, обеспечивающих возможность математической или физической формализации задачи и разработки соответствующего алгоритма.

Ключевое требование к модели на каждом этапе инженерных расчетов – она должна учитывать имеющиеся данные и значимые внешние связи объекта, упрощать расчеты или операции посредством обоснованных допущений и избегать излишней детализации входных параметров и подготовительных мероприятий.

В нашем случае отсутствуют рыночные программные симуляторы, способные моделировать гидроразрыв со сжиженным газом, поэтому авторами была разработана методика, в соответствии с которой моделируется ГРП на углеводородной жидкости, а затем при помощи разработанного программного модуля, производящего расчеты по методике узлового анализа, пересчитываются PVT-свойства СУГ (pressure, volume, temperature – давление, объем, температура) во всех точках системы: пласт – скважина – поверхностное оборудование [13].

Что же касается лабораторного моделирования, то широко распространенные вискозиметры высокого давления и температуры (HPHT – high pressure, high temperature), используемые для оценки реологических параметров жидкостей разрыва при различных температуре и скорости сдвига, не могут быть применены, поскольку работа с СУГ требует создания в ячейке измерения избыточного давления до 5 МПа, поэтому в качестве аналога была разработана методика и удачно апробирована на стенде для оценки прокачиваемости нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. Хотя в процессе поиска решения по лабораторному моделированию основной сложностью явилось не нахождение технического решения и разработка методики испытаний, а поиск организации, согласной провести данные испытания. Большинство из опрошенных компаний отказались проводить нетипичные пожароопасные работы, которые могли нарушить налаженную систему и план работ.

Оптимизационное развитие

Хотя предложенная технология и имеет несколько разноплановых предшественников (дизельный и пенный разрыв), реализация вновь созданной технологии не линейна. Например, можно использовать химические гелирующие комплексы, применяемые для дизельных работ. Однако широко известно, что лучшее гелирование достигается при использовании реагентов

гелирующих комплексов с сопоставимыми по длине основы жидкости ГРП углеводородными радикалами [14], то есть стандартные реагенты для дизельного топлива (ДТ) будут работать хуже (при сопоставимых концентрациях), а значит, будут медленнее гелировать жидкость ГРП, а также будут уступать по реологическим параметрам своим оптимизированным под СУГ аналогам (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что подходящий к конкретной группе углеводородов комплекс гелирующий показывает более высокие значения, в частности, по показателю вязкости (рост до 84 % при сравнении СУГ при 70 °С).

Кроме того, есть еще один прием, позволяющий повысить реологические свойства жидкости разрыва — предварительный ввод в основу жидкости разрыва специальных структурообразующих реагентов. Известны решения для водных жидкостей, требующие заблаговременного введения в основу жидкости разрыва специальных реагентов, повышающих ее эксплуатационные свойства. Например, при наличии в воде, предназначенной для ГРП, полученной из подземных источников, ионов двухвалентного железа, при ее контакте с кислородом воздуха происходят окислительно-восстановительные реакции (ОВР), значительно ухудшающие качество получающегося геля и удлиняющие процесс гелирования. В связи с чем в основу жидкости ГРП – воду – добавляют специальные реагенты, ускоряющие ОВР и приводящие воду к удовлетворяющим показателям для гелирования.

Также оптимизации может подвергнуться и процесс освоения скважины. Можно реализовать стандартные подходы, применяемые при освоении нефтяных и газовых скважин, а можно использовать мобильные модульные установки для разделения скважинной продукции на фазы и регенерации сжиженных газов, которые могут быть задействованы при последующих ГРП на соседних скважинах, исключая стадии повторного приобретения и транспортировки сжиженных газов.

Выводы и заключение

Любой крупный инвестиционный проект следует начинать с создания целостной укрупненной перспективы с указанием этапов проекта, операционных шагов, неопределенностей и ожидаемых результатов. При снятии неопределенностей появляется возможность поэтапной реализации проекта до промышленного внедрения.

Проведенный анализ технологии ГРП с СУГ показывает ее значительный потенциал при определенных внешних и внутренних условиях, что подтверждается опытом предприятий США и Канады.

В ходе повествования показаны частные случаи выявленных авторами ключевых барьеров, возникающие на этапах принятия управленческих решений при внедрении ресурсоемких технологий гидроразрыва. К барьерам относятся неопределенности, связанные с готовностью отрасли к принятию

Результаты реологических исследований гелей

Таблица 1

Температура, °С	Комплекс гелирующий	Углеводород	Вязкость при скорости сдвига 100 $с^{-1}$, мПа·с	n, д. ед.	K, Па*cn
20	Для ДТ	ДТ	637	0,25	20,156
	Для СУГ	ДТ	550	0,28	7,767
70	Для ДТ	ДТ	171	0,33	5,971
	Для СУГ	ДТ	99	0,74	0,427
20	Для ДТ	СУГ	504	0,22	9,037
	Для СУГ	СУГ	548	0,24	18,147
70	Для ДТ	СУГ	126	0,29	4,140
	Для СУГ	СУГ	232Ц	0,29	7,223

новых решений, должным представлением финансово-экономического эффекта, точностью моделирования технологических процессов, а также особенностями работы с составляющими технологии.

Научно-технологическую предвзятость авторы предлагают преодолевать, прибегая к отраслевым примерам принятых решений, позволяющих компании-новатору выходить в лидеры, применяя стандартные решения в нестандартных ситуациях, таким образом ГРП с СУГ может быть представлен в виде гибридной технологии пенного и дизельного ГРП, позволяя закачивать в скважину и пласт до 70% СУГ.

При оценке финансово-экономической эффективности предлагается ориентироваться в первую очередь на нетипичные маркерные индикаторы, такие как UDC и UTC, это позволит показать, что в долгосрочной перспективе описываемая технология является выгодной, приводящей, в частности, к снижению удельной стоимости добычи нефти на 22% для конкретного объекта, несмотря на дороговизну технологии.

Нормализация при моделировании и последующее оптимизационное развитие технологии помогают определить подходы к пониманию и измерить границы существующего уровня развития технологии и ее возможностей. На примере сравнения химических реагентов для дизельного геля ГРП и разработанных реагентов для ГРП с СУГ видно, что эффективность может доходить до 84 % по росту показателя вязкости.

Необходимым условием максимизации добавочной стоимости и достижения высоких финансовых показателей по каждому конкретному проекту является его тщательное планирование. Внедрение инновационных технологий в нефтегазовой отрасли России остается стратегически важной задачей, поэтому путь на открытость базовых принципов, лежащих в основе передовых разработок, является ключевым вектором для научной и промышленной отраслей.

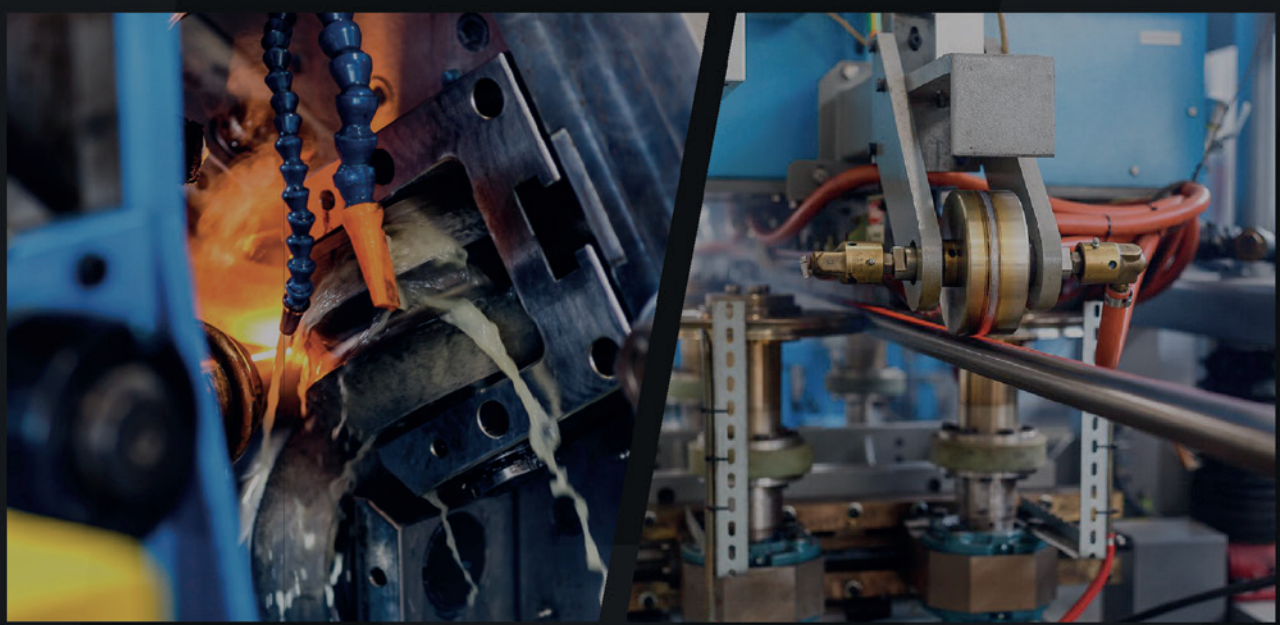
ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев, А.Ф., Бурыкина, Е.В., Каламкарова, А.А. Управление нефтегазовыми проектами. Часть III. Система управления рисками в нефтегазовой компании. Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 141 с.
2. Сулимова, Е.А., Шарафутдинова, Е.Е., Конышева, Н.О. Проблемы построения целей с помощью метода SMART и возможные пути их решения в современном обществе и организации // Инновации и инвестиции. – 2019. – № 8. – С. 227-229.
3. Jin, F., Shunyuan, Z., Bingshan, L., Chen, C., Kedi, M. Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China // SPE-185500-MS. – 2017. – P. 1-12.
4. Chen, C., Xiangguo, Z., Liangyu, R., et.al. Research on Environment-Friendly Fracturing Technologies and Practices for Shale Gas Plays in China Available to Purchase // SPE-231212-MS. – 2026.
5. Meng, S., Yang, Q., Duan, Y., et.al. Risk Management and Control for CO2 Available to Purchase // OTC-30437-MS. – 2020.
6. Kumar, N., Rajput, S., Gautham, K.G. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India // SPE-185441-MS. – 2017. – P. 1-12.
7. «Газпром нефть» вошла в тройку крупнейших производителей нефти в России. Ведомости (15 февраля 2018). Дата обращения: 25 марта 2024. Архивировано 25 марта 2024 года.
8. Бурение высокотехнологичных скважин. Официальный сайт «Газпром нефти». Дата обращения: 25 декабря 2018. Архивировано 25 декабря 2018 года.
9. Вовк, В.С., Матросов, С.А., Евдошенко, Ю.В., Онищенко, К.В. Первые в Арктике. Очерки об освоении российского арктического шельфа // ООО «Аэроплан Софт». – Санкт-Петербург, 2019. – 232 с.
10. Tudor, E.H., Nevison, G.W., Allen, S., Pike, B. 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques // SPE-124495-MS. – 2009. – P. 1-12.
11. Цыганков, В.А., Бурыкина, Е.В., Василевич, В.В. Инновационные технологии гидроразрыва: путь к эффективной добыче нефти баженовской свиты // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2025. – № 3 (90-91). – С. 66-75.
12. Chan, K.S., Masoudi, R., Othman, M. The Art of Balancing the Cost and Value for Field Development // PETRONAS IPTC 18128. – 2014. – 14 p.
13. В.А., Цыганков, А.Э., Шумейко, О.Н., Кочуева Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2026660452. Программный комплекс по моделированию объема жидкой текучей среды на основе сжиженного углеводородного газа для гидроразрыва пласта. Дата регистрации: 13.04.2026.
14. Магадова, Л.А., Силин, М.А., Цыганков, В.А., Мышкина, А.А. // Разработка гелеобразователя для получения гелей на основе сжиженных углеводородных газов/ Тезисы докладов XII Международной научно-практической конференции (XX Всероссийской научно-практической конференции) «Нефтепромысловая химия». – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2025. – С. 72-74.

ESTM

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





Производство гибких насосно-компрессорных труб в России в соответствии с требованиями ПАО «Газпром» и международными стандартами

Реклама



ESTM







A.bayramov@estm-tula.com
estm-tula.com

ЦЕНА ОШИБКИ НА ШЕЛЬФЕ ОЧЕНЬ ВЫСОКА
THE COST OF ERROR ON THE OFFSHORE SHELF IS VERY HIGH

Эксперт «Времени инженеров ГРП и ГНКТ» отвечает на вопросы о сегменте услуг ГНКТ на шельфе.

An expert from "Engineering Time: Jornal of Fracturing & Coiled Tubing" answers key questions about the offshore coiled tubing services segment.

Вопрос: Как бы Вы оценили текущий рынок услуг ГНКТ на российском шельфе? Он представляет собой узкий нишевый сегмент с ограниченным числом подрядчиков или находится в стадии расширения?

Эксперт: Шельфовый офшорный рынок услуг ГНКТ в России остается нишевым сегментом, ограниченным кругом как заказчиков, так и подрядчиков, которые обладают компетенциями и выполняют работы в этой отрасли. На сегодняшний день имеется всего два крупных игрока, предоставляющих услуги ГНКТ на шельфе. Так что можно констатировать: текущий рынок услуг ГНКТ на российском шельфе в настоящее время не находится в стадии расширения.

Вопрос: В других сегментах задействовано несколько больше подрядчиков, а в ГНКТ на шельфе – всего два. С чем это связано?

Эксперт: Скорее всего, с объемом самого рынка. Использование ГНКТ нужно, когда проводится ремонт скважины и когда ведутся разведочные работы. В настоящее время необходимо не так много подобных работ. Классический цикл жизни скважины состоит из ряда стадий: бурение, добыча, ремонт. Когда возникает необходимость ремонта, перед заказчиком встает экономический выбор – либо работать с КРС, а на шельфе это зачастую буровые бригады, либо привлекать ГНКТ. Поэтому объем рынка для ГНКТ не такой, как у буровиков, и, соответственно, игроков меньше.

Вопрос: Частота применения ГНКТ скорее зависит от возраста фонда скважин, чем от их ввода?

Question: How would you assess the current coiled tubing services market on the Russian offshore shelf? Is it a narrow niche segment with a limited number of contractors, or is it undergoing a phase of expansion?

Expert: The offshore coiled tubing services market in Russia remains a niche segment, constrained by a limited circle of both customers and contractors who possess the required competencies and perform work in this sector. To date, there are only two major players providing coiled tubing services on the shelf. It can therefore be stated that the current coiled tubing services market on the Russian offshore shelf is not, at this time, in a phase of expansion.

Текущий рынок услуг ГНКТ на российском шельфе в настоящее время не находится в стадии расширения.

The current coiled tubing services market on the Russian offshore shelf is not, at this time, in a phase of expansion.

Question: Other segments involve somewhat more contractors, while offshore coiled tubing has just two. What is the reason for this?

Expert: Most likely, it comes down to the size of the market itself. Coiled tubing is needed when performing well workovers and carrying out exploration activities. At present, there is not a great deal of demand for such operations. The

Эксперт: Это взаимозависимые вещи. Чем больше ввода скважин, тем больше через какое-то время будет фонд, и, соответственно, станет больше операций.

Вопрос: Есть ли предпосылки для возможного появления на этом рынке новых игроков?

Эксперт: Основная особенность шельфового рынка состоит в цене ошибки, и это прекрасно понимают компании-операторы. Поэтому для них особенно важна технологическая подготовленность подрядчика для выполнения данных работ. В первую очередь рассматривается опыт работ на шельфе. Во-вторых – инженерная составляющая: то, как инженеры отрабатывают подход подготовки к проекту, потому что шельфовые проекты принципиально отличаются от проектов на земле, где с инженерной точки зрения бывает достаточно подготовить план работ, причем зачастую типовой. На шельфе же каждая скважина индивидуальна и плана работ бывает недостаточно. Нужен план мобилизации, план расстановки оборудования, план по доставке оборудования судами…

Шельфовые проекты принципиально отличаются от проектов на земле.

Offshore projects are fundamentally different from onshore ones.

Вопрос: ЗИП нужно подготовить?

Эксперт: ЗИП – в обязательном порядке. Как правило, двойной пакет – двойной запас всего оборудования. И забойного оборудования тоже, и химреагентов. Это особенность шельфовых работ. Но самое главное – инженерная составляющая.

Вопрос: Какие виды операций ГНКТ наиболее востребованы на шельфе?

Эксперт: Как я уже сказал, шельфовый рынок отличается тем, что здесь высока цена ошибки. Поэтому заказчику прежде всего необходимо проведение промысловых исследований скважин. Когда скважина уже построена, нужно определить, откуда поступает флюид, где есть вода и т. д. Соответственно, промысловые геологические исследования (ПГИ) на ГНКТ сейчас занимают большую долю рынка. Классические промывки тоже

classic well life cycle consists of a series of stages: drilling, production, workover. When a workover becomes necessary, the customer faces an economic choice – either use a workover rig, which on the shelf often means drilling crews, or bring in coiled tubing. As a result, the market volume for coiled tubing is not the same as it is for drillers, and correspondingly, there are fewer players.

Question: Does the frequency of coiled tubing application depend more on the age of the well stock than on the commissioning of new wells?

Expert: These are interdependent things. The more new wells are commissioned, the larger the well stock becomes over time, and, accordingly, the more operations there will be.

Question: Are there any prerequisites for the possible emergence of new players in this market?

Expert: The key feature of the offshore market is the cost of error, and operating companies understand this perfectly well. For them, therefore, the contractor's technological preparedness to perform such work is especially important. First and foremost, offshore experience is considered. Secondly, the engineering component: how engineers approach project preparation, because offshore projects are fundamentally different from onshore ones. On land, from an engineering standpoint, it is often sufficient to prepare a work plan, quite frequently a standard one. On the shelf, however, each well is unique, and a work plan alone is not enough. A mobilization plan is needed, as well as an equipment layout plan, a plan for delivering equipment by vessel, etc…

Question: Do you need to prepare spare parts?

Preparing spare parts is as a mandatory requirement. As a rule, you need a double package – a double inventory of all equipment. That includes downhole equipment and chemicals as well. This is a specific feature of offshore operations. But the engineering component is still the most critical aspect.

востребованы. У скважин на шельфе, как правило, длинные горизонты, когда разница между глубиной по вертикали и общей глубиной скважины составляет 2–3 раза. Для таких скважин актуален вопрос способа доставки оборудования ПГИ. Тут есть два варианта: при помощи трактора или при помощи ГНКТ. С тракторами на шельфе у многих подрядчиков возникали проблемы, поэтому приоритетный вариант сейчас – это доставка на ГНКТ. При выполнении промывок тоже возникают сложности. Длинный горизонт нужно нормализовать либо после бурения, либо в процессе освоения, пересыпая в забой, нужно его промывать. Значимую долю рынка занимают также кислотные обработки и ловильные операции. Вот, пожалуй, четыре самых востребованных на шельфе вида операций ГНКТ. Используется еще и фрезерование, как правило, для сложных компоновок верхнего и нижнего заканчивания. Если они выходят из строя, то бывает более целесообразно не ставить буровую, а привлечь ГНКТ и расфрезеровать элемент оснастки.

Вопрос: Существует мнение, что сами технологии для шельфа и суши не слишком сильно отличаются друг от друга, и основное различие между установками ГНКТ для шельфа и суши состоит в наличии или отсутствии шасси. Какие технологические отличия оборудования ГНКТ для суши и шельфа являются определяющими, на Ваш взгляд?

Эксперт: В России на шельфе используют два основных типа оборудования: морские ледостойкие стационарные платформы (МЛСП) и самоподъемные установки. Есть также глубоководные установки. Что касается оборудования ГНКТ, то, действительно, существует принципиальное отличие, исходя из того, смонтировано ли оно на шасси, или представлено в блочном исполнении. Для шельфа принципиально то, что установка на колесах туда доставлена быть не может, поскольку все перевозки осуществляются при помощи судов обеспечения и крановой техники. Соответственно, все элементы должны быть в блочном исполнении. Установка

Question: What types of coiled tubing operations are most in demand on the shelf?

Expert: As I mentioned earlier, the offshore market is defined by the high cost of error. Therefore, what the customer needs above all is downhole well surveys. Once the well is already constructed, it is necessary to determine where the fluid is coming from, where is the water, and so on. Accordingly, field geophysical tests conveyed on coiled tubing currently accounts for a large share of the market. Classic cleanout operations are also in demand. Offshore wells typically feature long laterals, where the difference between true vertical depth and total measured depth can be a factor of two to three. For such wells, the method of delivering logging tools becomes a critical issue. There are two options here: by means of a downhole tractor or by means of coiled tubing. Many contractors have encountered problems with tractors on the shelf, so the preferred option at present is coiled tubing conveyance. Cleanout operations present their own challenges. The long lateral needs to be normalized, either after drilling or during the completion process, as it caves in onto the bottomhole and must be cleaned out. Acid treatments and fishing operations also hold a significant share of the market. Those are, perhaps, the four most in-demand types of coiled tubing operations on the shelf. Milling is also used, typically for complex upper and lower completion assemblies. If these fail, it is often more expedient to bring in coiled tubing and mill out the failed completion component rather than move in a drilling rig.

В России на шельфе используют два основных типа оборудования: морские ледостойкие стационарные платформы и самоподъемные установки.

In Russia, two main types of offshore installations are used on the shelf: ice-resistant fixed platforms and jack-up rigs.

Question: There is an opinion that the technologies themselves are not all that different between offshore and onshore, and that the main difference between coiled tubing units for offshore and those for onshore lies in the presence or absence of a chassis. In your

ГНКТ включает в себя кабину управления, силовой блок, узел намотки ГНКТ, саму гибкую трубу и дополнительные опции – инжектор и устьевое оборудование. Все это должно быть в блочно-модульном исполнении, сертифицировано для безопасного подъема и морской перевозки. В зависимости от типа операции на шельфе может быть также привлечено дополнительное оборудование, которое на земле не используется. При глубоководных операциях бывает задействовано оборудование для стабилизации волнения (lifting frame), в котором нет необходимости при работах на суше. Операции на МЛСП можно разделить на два вида: когда работы ведутся через буровую – в этом случае не нужно дополнительного оборудования, и когда работы ведутся параллельно с буровой – в этом случае добавляется башня, которая может быть задействована и на земле, однако в России ее не используют. Если работы будут вестись с судна, то нужно будет оборудование, позволяющее безопасно отсечь ГНКТ при волнениях. Поэтому важен индивидуальный подход в зависимости от типа операции и условий проведения работ.

Вопрос: Разделяете ли Вы мнение, что санкции меньше отразились на ГНКТ, чем на других сервисах?

Эксперт: Да, потому что мы обеспечили себя гибкими насосно-компрессорными трубами – в России запущены уже три производства. Колтюбинговые установки в блочном исполнении выпускает белорусско-российская компания. Офшорное оборудование ранее было в основном иностранное, из США и Европы. Использующееся в настоящее время оборудование либо произведено в Китае, либо было завезено ранее, до введения санкций. Разработано отечественное программное обеспечение. Однако сервисы пока ограничены в приобретении такого высокотехнологичного оборудования, как трактора ГНКТ, которые используются для достижения протяженного забоя. Ранее их поставляли две иностранные компании, которые сейчас не представлены в России. В настоящее время сервисам приходится искать новые решения, отказавшись от применения тракторов, – например, переходить на другие типоразмеры труб. Точечные вопросы остались, но в целом

opinion, what technological differences between onshore and offshore coiled tubing equipment are the decisive ones?

Expert: In Russia, two main types of offshore installations are used on the shelf: ice-resistant fixed platforms (IRFP) and jack-up rigs. There are also deepwater rigs. As for coiled tubing equipment, there is indeed a fundamental difference depending on whether it is mounted on a chassis or supplied in a skid-mounted modular form. For offshore operations, the key point is that a wheeled unit cannot be delivered there, as all transportation is carried out by supply vessels and crane lifts. Accordingly, all components must be in a skid-mounted configuration. A coiled tubing unit comprises a control cabin, a power pack, a coiled tubing reel, the coiled tubing string itself, and additional options – an injector and wellhead pressure control equipment. All of this must be in a modular, skid-mounted design, certified for safe lifting and marine transportation. Depending on the type of offshore operation, additional equipment not used on land may also be brought in. In deepwater operations, heave compensation equipment (a lifting frame) is sometimes deployed – something there is no need for in land operations. Operations on an IRFP can be divided into two categories: when work is carried out through the drilling rig, in which case no additional equipment is needed, and when work is performed parallel to the drilling rig, in which case a mast is added. That same mast could also be used on land, though in Russia it generally is not. If the job is to be carried out from a vessel, equipment is required to safely disconnect the coiled tubing under heave conditions. For all these reasons, a customized approach is essential, depending on the type of operation and the working environment.

Question: Do you share the view that sanctions have had less of an impact on coiled tubing than on other services?

Expert: Yes, I do. It is true, because we have secured our own supply of coiled tubing strings – three production facilities have already been launched in Russia. Skid-mounted coiled tubing units are manufactured by a Belarusian-Russian company. Offshore equipment was previously mostly foreign, sourced from the US and Europe. The equipment currently in use was either manufactured in China or imported earlier, before

можно констатировать, что наши игроки уже адаптированы к санкционным ограничениям на рынке.

Вопрос: Что, по Вашему мнению, можно считать барьером входа на шельф для материковых компаний?

Эксперт: Еще раз повторю: цена ошибки на шельфе в разы выше, и если случится аварийная ситуация при выполнении операций ГРП или ГНКТ, то возникнет риск простоя всей платформы, а стоимость ее дневного содержания – это совсем другие цифры, несопоставимые со стоимостью остановки буровой на суше. Поэтому для заказчика так важно доверять своему подрядчику, и понятно, почему заказчик требует соответствующей квалификации персонала подрядчика, высокой инженерной составляющей, чтобы подрядчик был способен все правильно рассчитать и не допустить ошибок. Краеугольные камни здесь – квалификация и доверие. Из всего этого вытекает, что оператор, безусловно, вправе требовать у подрядчика наличия офшорного опыта: ведь если подрядчик уже выполнял работы на офшоре, то он как минимум понимает их специфику. Суммирую: основной барьер входа на шельф – это инженерная составляющая, квалификация персонала и, самое главное, доверие заказчика. Если будет доверять заказчик, если он будет видеть потенциал у подрядчика, а подрядчик сможет доказать, что он действительно готов к выполнению операций на шельфе,

Если случится аварийная ситуация при выполнении операций ГРП или ГНКТ, то возникнет риск простоя всей платформы, а стоимость ее дневного содержания – это совсем другие цифры, несопоставимые со стоимостью остановки буровой на суше.

If an emergency situation occurs during hydraulic fracturing or coiled tubing operations, there is a risk of downtime for the entire platform, and the daily cost of maintaining that platform is on an entirely different scale – incomparable to the cost of shutting down a land rig.

the sanctions came into effect. Domestic software has been developed. However, service companies are still limited in their ability to acquire high-tech equipment such as coiled tubing tractors, which are used to reach extended-reach wellbores. These were previously supplied by two foreign companies that are no longer present in Russia. At this time, service providers are compelled to seek new solutions, having abandoned the use of tractors – for example, switching to other pipe sizes. Certain isolated issues remain, but on the whole it can be stated that our players have already adapted to the sanctions-driven restrictions on the market.

Question: In your opinion, what can be considered a barrier to entry to the offshore shelf for onshore companies?

Expert: I will say it again: the cost of error offshore is several times higher. If an emergency situation occurs during hydraulic fracturing or coiled tubing operations, there is a risk of downtime for the entire platform, and the daily cost of maintaining that platform is on an entirely different scale – incomparable to the cost of shutting down a land rig. That is why it is so important for the customer to trust the contractor, and it is understandable why the customer demands the appropriate qualification of the contractor's personnel and a high-level engineering component, so that the contractor is capable of calculating everything correctly and avoiding mistakes. The cornerstones here are qualification and trust. It follows from all this that the operator is certainly within their rights to require a contractor to have offshore experience: after all, if a contractor has already performed work offshore, then at the very least they understand specifics. To sum up: the principal barrier to entry to the offshore shelf is the engineering component, personnel qualification, and, most importantly, customer confidence. If the customer has trust, if they see potential in the contractor, and the contractor is able to prove that they are truly ready to perform offshore operations and can demonstrate the available skid-mounted modular equipment, then there is, of

продемонстрирует имеющееся оборудование в блочно-модульном исполнении, тогда, конечно, у материковой сервисной компании появится вероятность выиграть тендер. Но пока все-таки подрядчики склонны отдавать предпочтение уже действующим компаниям, потому что у них есть опыт, технологии, инженерная составляющая. А в некоторых случаях оператору выгоднее просто купить установку и сдавать ее в операционное управление подрядчику, чем привлекать подрядчика с собственной установкой. Сроки бывают очень важны. Компания-оператор не может позволить проведение опытов на своих скважинах. Здесь все скважины – отдельные очень дорогие объекты.

Вопрос: Может ли в настоящее время какая-либо крупная российская сервисная компания выйти на шельфовый рынок?

Эксперт: Те компании, которые работают у нас на суше, пока не совсем созрели для выхода на шельф. Как только вырастут инженерные компетенции внутри отечественных компаний, я уверен, они зайдут на этот рынок.

Вопрос: О компаниях какого типа идет речь?

Эксперт: О материковых подрядчиках, которые в настоящее время оказывают услуги по ГНКТ. Нужны те, кто на земле уже активно работает, кто дополнит свои компетенции инженерными знаниями для работ на шельфе. Возможно, будет задействован собственный инженерный центр внутри структуры материкового подрядчика или будут привлечены дополнительные внешние ресурсы, которые усилят инженерную составляющую.

Вопрос: Теоретически какие компании могли бы выйти на шельф с ГНКТ?

Эксперт: Теоретически – крупные наши подрядчики.

Вопрос: Когда Вы говорите об инженерной составляющей, что имеется в виду в первую очередь?

Эксперт: Здесь важно понимание, чем отличаются операции на офшоре от операций

course, a chance for an onshore service company to win a tender. For the time being, however, operators tend to give preference to the existing companies, because they have the experience, the technologies, and the engineering component. And in some cases, it is simply more advantageous for the operator to purchase a unit outright and place it under the contractor's operational management, rather than engaging a contractor with its own unit. Timing can be extremely important. An operating company cannot afford to conduct experiments on its wells. Here, every single well is a separate, extremely expensive asset.

Question: At present, can any major Russian service company come into the offshore shelf market?

Expert: Those companies that operate onshore in our country have not yet fully matured for the offshore work. As soon as the engineering competencies within domestic companies grow, I am confident they will come into this market.

Основной барьер входа на шельф – это инженерная составляющая, квалификация персонала и, самое главное, доверие заказчика.

The principal barrier to entry to the offshore shelf is the engineering component, personnel qualification, and, most importantly, customer confidence.

Question: What type of companies are you referring to?

Expert: Onshore contractors that currently provide coiled tubing services. What the industry needs are those contractors who are already active on land and will supplement their competencies with engineering knowledge for offshore work. It could involve utilizing an in-house engineering center within the onshore contractor's structure, or bringing in additional external resources to strengthen the engineering component.

Question: Theoretically, which companies could get to the offshore shelf with coiled tubing?

Expert: Theoretically our major contractors could do it.

на суше, представление о том, какие виды операций будут необходимы в конкретном случае, как к ним готовиться. Например, на платформе «Приразломной» ограничены возможности по погрузкам на палубу. Поэтому там должна быть проведена очень большая предварительная работа, чтобы разместить оборудование на палубе и чтобы дальше можно было выполнять операции. Важно, чтобы все вопросы были досконально изучены. На суше с некоторыми проблемами подрядчики, как правило, не сталкиваются. А на шельфе, если их не проработать, то можно допустить серьезную аварию, которая приведет не только к проблеме со скважиной, но и к проблеме с платформой и даже к экологической катастрофе. Если, к примеру, произойдет разлив жидкого азота, то при работах на суше это никак не отразится. А на металлической платформе даже капля азота может привести к трещине с серьезнейшими последствиями. Поэтому здесь очень важны знания, опыт, навыки, понимание процессов и желание совершенствоваться.

Question: When you speak of the engineering component, what do does it mean exactly?

Expert: What matters here is an understanding of how offshore operations differ from onshore ones, a clear idea of which types of operations will be required in a given case, and how to prepare for them. For example, on the Prirazlomnaya platform, deck loading capabilities are limited. Therefore, a very substantial amount of preparatory work must be carried out in order to position the equipment on deck and subsequently perform the operations. It is crucial that all issues be studied in thorough detail. On land, contractors do not typically encounter certain problems. On the shelf, however, if these are not fully addressed, a serious incident can occur, leading not only to a problem with the well but also to a problem with the platform and even to an environmental disaster. If, for instance, a liquid nitrogen spill occurs, on land this would have no impact. Yet on a steel platform, even a drop of nitrogen can cause a crack with the most serious consequences. That is why knowledge, experience, skills, process understanding, and the desire to continuously improve are all critically important here.

> Очень важны знания, опыт, навыки, понимание процессов и желание совершенствоваться.
>
> Knowledge, experience, skills, process understanding, and the desire to continuously improve are all critically important.

Вопрос: Где, на Ваш взгляд, инженеры могут получить необходимые знания?

Эксперт: Они могут усовершенствовать свои навыки, присоединившись к Ассоциации инженеров ГРП и ГНКТ, дающей возможность задать любой вопрос, на который ответят эксперты или другие члены сообщества. Кто-то сталкивался с каким-то видом операций, с которым большинство не сталкивалось, и, чтобы не совершать ошибок, правильнее узнать, как это делали другие, изучить уроки и приступить к работе со знанием дела.

Question: Where, in your view, can engineers obtain the necessary knowledge?

Expert: They can enhance their skills by joining the HF and Coiled Tubing Engineers Association, which provides an opportunity to ask any question and have it answered by experts or other community members. Someone may have encountered a certain type of operation that the majority have not, and in order to avoid mistakes, it is better to learn how others have done it, study the lessons learned, and proceed to work with full knowledge of the matter.

Вопрос: Можно ли таким образом закрыть дефицит квалифицированных кадров?

Эксперт: Это один из инструментов – портал знаний, на котором происходит обмен ими. Второе направление деятельности Ассоциации – комплексное обучение, погружающее инженера в специфику той или иной операции.

Question: Is it possible to close the shortage of qualified personnel in this way?

Expert: This is one of the tools – a knowledge portal where knowledge is exchanged. The second area of the Association's activity is comprehensive training that immerses the engineer in the specifics of a particular operation.

COMGAS



ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Компания ООО «Комгаз» производит мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

- заказчик оплачивает только стоимость газа;
- нет капитальных затрат, связанных со строительством установки;
- конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.

Реклама

8(343)318-21-71

www.comgas.ru

ПРОМЫШЛЕННО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

14-17 сентября 2026
Тюмень
oilgasforum.ru

ГДЕ НЕФТЕГАЗ ИЩЕТ РЕШЕНИЯ

Технологии
Нефтесервис
Стратегии
Цифровизация
Оборудование
Кадры

Регистрация открыта

16+

Реклама, ООО «ЦМС»
ИНН 7203205528

Эволюция ГНКТ: ОТ ТЕКУЩИХ ПРАКТИК К ТЕХНОЛОГИЯМ БУДУЩЕГО

Предлагаем вниманию читателей презентацию доклада руководителя инженерно-технического центра компании «ФракДжет-Волга» **Олега Воина** *«Эволюция ГНКТ: от текущих практик к технологиям будущего». Доклад был с большим вниманием прослушан участниками конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы. Технологический суверенитет и операционная эффективность» (Москва, 21 апреля 2026 года) и Технологического дня ГНКТ «Функции бурения и внутрискважинных работ», прошедшего на базе научно-технического центра «Газпром нефти» (Санкт-Петербург, 17 июня 2026 года).*



В своем докладе О. Воин проследил эволюцию ГНКТ и подробно охарактеризовал наступающий этап – переход на большой диаметр гибкой трубы. Необходимость в этом связана с запиранием ГНКТ, возникающим вследствие увеличения длины горизонтального участка, усложнения профиля скважины, использования полнопроходных систем заканчивания диаметром 114–168 мм или проведения работ без НКТ. В качестве ответа на этот вызов компания «ФракДжет-Волга» произвела сверхтяжелую установку ГНКТ с грузоподъемностью инжектора 63 т и емкостью узла намотки 6800 м с ГНКТ диаметром 60,3 мм. Работа была проведена в рекордно короткий срок – за 3,5 месяца полностью на собственных мощностях, включая программный комплекс управления установкой.

Какая эволюция ГНКТ представляется в ближайшем будущем? Развитие видится в том, что начнет увеличиваться доля альтернативных решений ГНКТ на неметаллической основе, что операторы будут использовать комбинированные трубы – к примеру, металлические с внутренним или внешним полимерным покрытием. По достижении нужных параметров по прочности и разрывной нагрузке у альтернативных решений по ГНКТ произойдет постепенное замещение стандартных труб ГНКТ на альтернативные, которые пока занимают узкие ниши.

О. Воин перечислил стандартные колтюбинговые операции и перешел к инновационным технологиям, реализованным в компании. Успешно освоена эжекционная очистка «труба в трубе». Оборудование эффективно справляется с выносом песка, пропанта либо, в зависимости от конфигурации компоновки, с освоением

обводненных скважин. Были выполнены работы на десяти скважинах в ХМАО.

Еще одна внедренная компанией на ряде месторождений технология – концентрические лифтовые колонны (КЛК), в том числе с применением мобильных управляющих комплексов. КЛК служат для продления жизни газовых скважин с падающей добычей. Специалистами компании для осуществления данной технологии разработаны устьевое и внутрискважинное оборудование, а также управляющий комплекс.

Комплексы обладают рядом преимуществ:

1. Мобильность – комплекс компактный, что существенно сокращает затраты на транспортировку, фактически достаточно одной крано-манипуляторной установки и стропальщика. Мобильное исполнение сокращает время на монтаж и ПНР и демонтаж (при необходимости) и не требует капитальных вложений, характерных для стационарных управляющих систем.

2. Автономность – комплекс оснащен автономными источниками питания, а также генераторами электроэнергии и не требует внешнего питания. Комплекс обладает высокой энергоэффективностью и стабильно работает даже при низких температурах.

3. Функциональность – помимо управления запорно-регулирующими клапанами, комплекс оснащается системой дозирования подачи жидких химических реагентов, то есть объединяет в себе преимущества двух подходов к оптимизации добычи – управление КЛК и подачи ПАВ. Причем может управлять и подавать ПАВ одновременно на двух скважинах кустовой площадки.

Еще одна прогрессивная технология – кислотоструйное бурение, когда в продуктивном карбонатном пласте создаются протяженные каналы диаметром до 100 мм. Компания осуществила разработку гидроотклонителя, подбор оптимальных насадок, внедрение кабельного малогабаритного инклинометра для контроля ствола скважины в постоянном режиме.

Заключительная часть доклада была посвящена бурению на ГНКТ диаметром 73 мм, обработке многоствольных скважин с применением специальной КНК с гидроотклонителями, индексатором и инклинометром для попадания в нужный ствол, а также разработке технологий механизированной добычи УЭЦН на ГНКТ без глушения и разработке скважинного трактора.

Для скважинного трактора конструкторская документация разработана в двух вариантах: для механического тянущего устройства диаметром 76 мм, действующего по принципу «тяни – толкай», и для механического тянущего устройства диаметром 65 мм, работающего по колесному принципу.

Эволюция колтюбинговых технологий в ближайшем будущем в России предполагает: увеличение доли тяжелых колтюбинговых установок; применение технологии «труба в трубе» с ГНКТ диаметром 60,3/31,8 мм, применение эжекционной очистки совместно с фрезерованием; внедрение механизированной добычи на ГНКТ; внедрение тракторов для ГНКТ; внедрение универсальных колтюбинговых установок, оснащенных мачтой, предназначенных для бурения и СПО обсадных труб; бурение на ГНКТ с применением тракторов; разработку в РФ морской колтюбинговой установки; переход части колтюбинговых установок на нишевые трубы ГНКТ; автоматизацию ГНКТ, когда один оператор управляет установкой ГНКТ, насосной, азотной установками и т. д.; создание гибридной установки ГНКТ.

Эволюция гибких насосно-компрессорных труб

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Начиналось все с ГНКТ 76,2 мм, намотанной на катушку диаметром 12,2 м.

Длительное время ГНКТ диаметром 38,1 мм была стандартом отрасли.

Сейчас в основном применяется 44,4 и 50,8 мм.

Существует запрос от рынка на ГНКТ 60,3–73 мм.









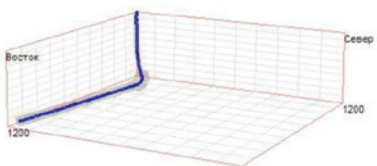
2

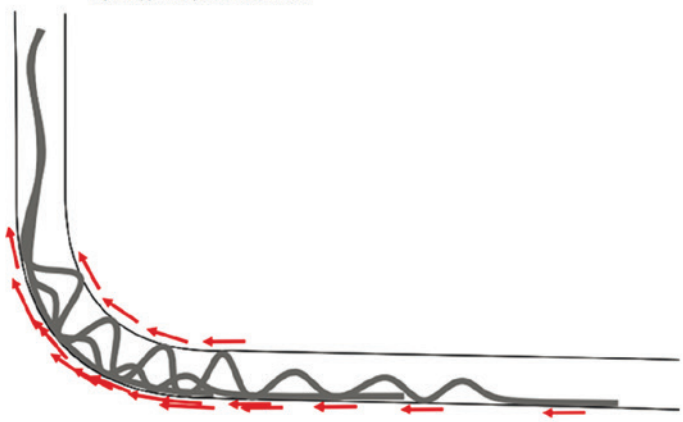
Эволюция гибких насосно-компрессорных труб

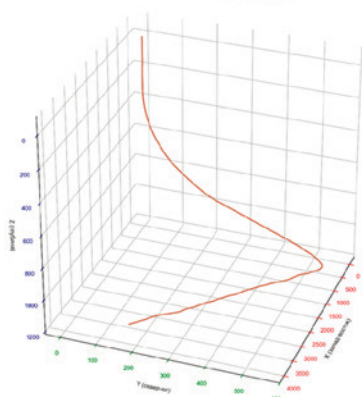
ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Переход на больший диаметр связан с запиранием ГНКТ, которое возникает вследствие следующих причин:

1. Увеличение длины горизонтального участка.
2. Усложнение профиля.
3. Использование полнопроходных систем заканчивания 114–168 мм или проведение работ без НКТ.







3

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Эволюция гибких насосно-компрессорных труб. Отечественный флот ГНКТ сверхтяжелого класса

Основные технические параметры

- Грузоподъемность инжектора – **63 т**
- Емкость узла намотки – **6800 м** для ГНКТ **60,3 мм**
- Колтюбинговая установка на 4-осном шасси
- Узел намотки на полуприцепе

Производственная площадка

- ООО «ФракДжет-Волга», г. Энгельс, заводские испытания проведены в марте 2026 г.

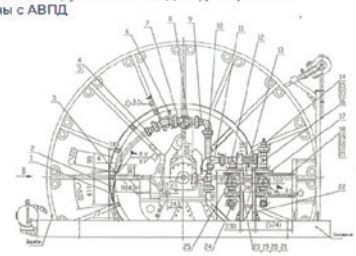


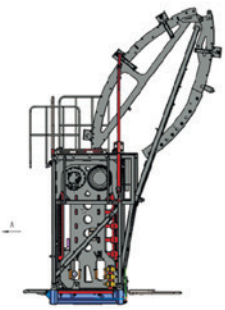


Ожидаемые эффекты для заказчика

1. **Обеспечение потребности в сервисе ГНКТ по действующему фонду скважин со сложной конструкцией**

- протяженные горизонтальные участки > 2000 м
- сложная геометрия стволов (S-образные, Fishbone)
- обеспечение нагрузки на забой для фрезерования
- скважины с АВПД





4

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

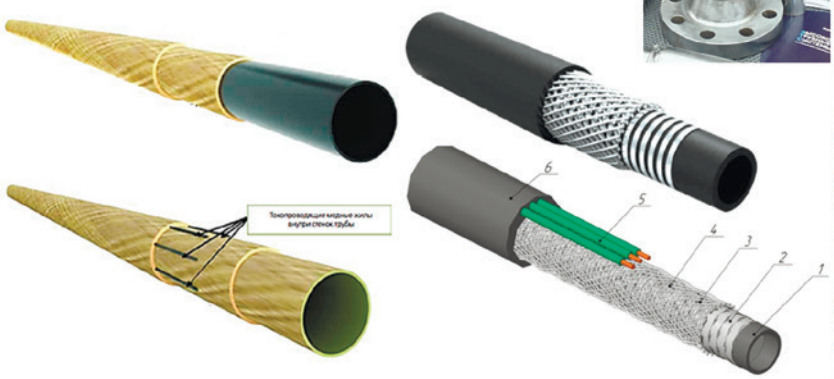
Эволюция гибких насосно-компрессорных труб

В ближайшее время начнет увеличиваться доля альтернативных решений ГНКТ на неметаллической основе.
При достижении нужных параметров по прочности и разрывной нагрузке у альтернативных решений по ГНКТ произойдет постепенное замещение стандартных труб ГНКТ на альтернативные. Сейчас они занимают узкие ниши.









5

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Стандартные колтюбинговые технологии

- Фрезерование портов ГРП.
- Восстановление забоя скважин.
- Активация портов ГРП.
- Исследования горизонтальных скважин с ГНКТ.
- Удаление парафиновых и гидратных пробок, растепление скважин.
- Изоляция заколонных перетоков, в том числе и в горизонтальных скважинах.
- Установка и разбуривание цементных мостов.
- Селективное и направленное воздействие на пласт.
- Ремонтные работы в межтрубном пространстве.
- Кислотная обработка ПЗП, в том числе и горизонтальных скважин.
- Ловильные работы.
- Вымыв пропанта после ГРП.



6

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

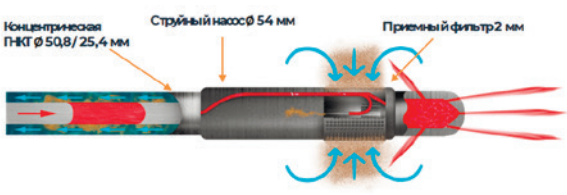
Реализованные колтюбинговые технологии. Технология эжекционной очистки «Труба в трубе»

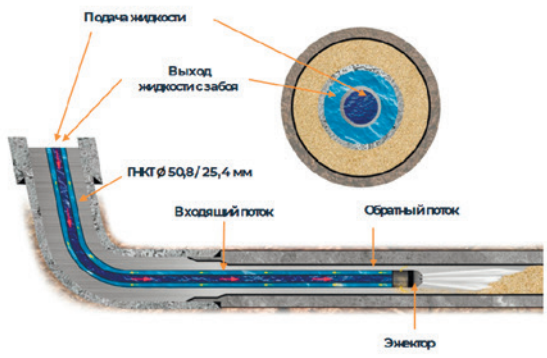
Проблематика

Очистка и освоение скважин с высокими проницаемостями и АНПД крайне затруднена по причине невозможности вызвать циркуляцию даже азотированием. На зрелых месторождениях с течением времени проблема будет только усугубляться.

Система состоит из трех элементов:

- Узел намотки повышенной грузоподъемности с двумя вертлюгами
- Трубы в трубе ГНКТ 50,8 / 25,4
- Компоновка эжекционная промывочная КЭП-54





7

Реализованные колтюбинговые технологии. Опытно-промышленные работы (ХМАО)

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ

- **10** горизонтальных скважин после проведения МГРП (10 стадий по 50 т) и нескольких лет эксплуатации
- Протяженность горизонтального участка – до **1000 м**
- **АНПД** – коэффициент аномальности – **0,3–0,41**
- Глубина по стволу – **3900–4000 м**
- Глубина по вертикали – **2605 м**
- В процессе работ освобождено от пропанта – **до 900 м** горизонтального ствола
- Интенсивность выноса пропанта – **20–100 кг/м³**
- Вымыли до **2,5 т** с одной скважины
- Размер частиц **0,1-2,5 мм**

ВОЗМОЖНА РАБОТА В ТРЕХ РЕЖИМАХ:

- Удаление воды/жидкости с забоя газовых скважин (в сочетании с замером забойного Р/Т)
- Размыв пробок и удаление мехпримесей/пропанта с забоя скважин
- Закачка кислотных композиций с последующим отбором продуктов реакции

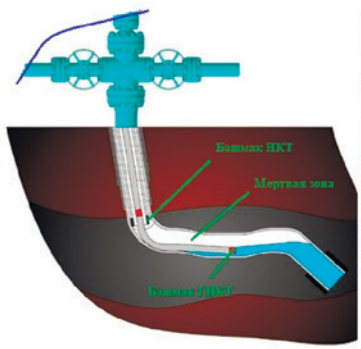


Реализованные колтюбинговые технологии. Концентрические лифтовые колонны

Концентрические лифтовые колонны служат для продления жизни газовых скважин с падающей добычей: разработаны устьевое и внутрискважинное оборудование, а также управляющий комплекс. Технология внедрена специалистами ООО «ФракДжет-Волга» на многих месторождениях.



ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА





Скважина до реконструкции | Фонтанная арматура и ПВО при спуске ГНКТ | ГНКТ закреплена в узле подвески и обрезана | Установка новой фонтанной арматуры | Скважина после реконструкции

9

Реализованные колтюбинговые технологии.
Концентрические лифтовые колонны

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

КИТ.КЛК.М

1. Поддержание действующего фонда скважин, работа которых осложнена скоплениями песка и жидкости на забое и в стволе
2. Эксплуатация скважин с проектными дебитами при условии выноса жидкости с забоя скважины на устье
3. Снижение (исключение) трудоемкости обслуживания скважин при проведении разовых операций по удалению жидкости из скважин






Реализованные колтюбинговые технологии.
Концентрические лифтовые колонны




КИТ-КЛК. Назначение

Управление процессом работы скважины с КЛК.
Подача ПАВ.
Сбор телеметрии.
Передача данных.
Дистанционное управление.

Технические характеристики

Возможность управления клапаном МКП
на 5 скважинах одновременно.
Возможность подачи ПАВ на 5 скважин одновременно.
Мощность генерации ВЭУ рабочая (5 м/с) /
максимальная (12 м/с) – 150/1000 Вт.
Максимальная мощность генерации СП – 1000 Вт.
Емкость АКБ – 700 Ач.
Объем емкости ПАВ – 800 л.

11

Реализованные колтюбинговые технологии.
Кислотоструйное бурение

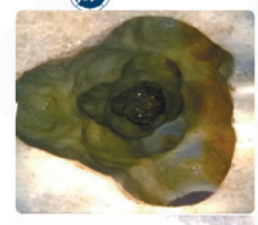
ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Суть технологии – создание в продуктивном пласте протяженных каналов диаметром до 100 мм.

Используются гидромониторный эффект и растворение карбонатного материала соляной кислотой.

- Длина каналов: до 100 м.
- Инклинометрия в режиме реального времени.









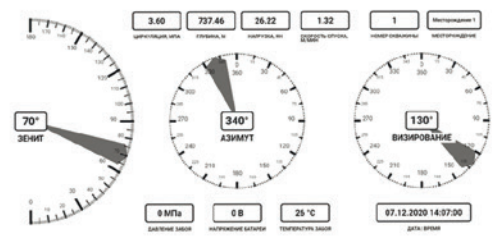
Реализованные колтюбинговые технологии.
Кислотоструйное бурение

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

1. Разработка гидроотклонителей. Увеличение надежности гидроотклонителей.
2. Подбор оптимальных насадок для КСБ.
3. Внедрение кабельного малогабаритного инклинометра для контроля ствола в постоянном режиме.







Реализованные колтюбинговые технологии. Кислотоструйное бурение

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Скважина	Длительность работ, сут	Остановочные параметры						Текущие параметры				
		Qж, м³/сут	Qн, т/сут	обв, %	дебит газа, тыс.м3/сут	газовый фактор, тыс. м³/т	Рзаб, атм	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	обв, %	дебит газа, тыс. м³/сут	газовый фактор, тыс.м³/т
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

Информация взята из статьи: Прокуратов Д. Интенсификация добычи с применением кислотного туннелирования на нефтяных продуктивных отложениях Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Точная наука. – 2021. – С. 13-18.

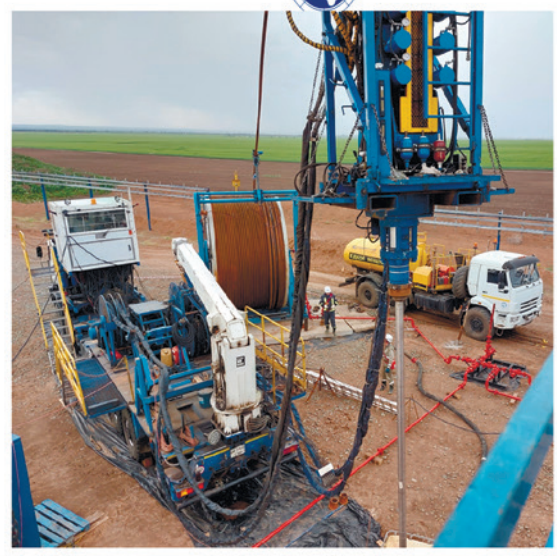
14

Реализованные колтюбинговые технологии. Бурение на ГНКТ

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

ООО «ФракДжет-Волга» выполнило бурение на ГНКТ диаметром 73 мм.

- ✓ Бурение на ГНКТ диаметром 73 (66,7) мм.
- ✓ Диаметр долота до 120,7 мм.
- ✓ Возможно бурение стволов с горизонтальным окончанием до 500–1000 м.
- ✓ Бурение на буровых растворах с минимальной плотностью.
- ✓ Запись инклинометрии с ГК и передача данных по кабелю ежесекундно.
- ✓ Бурение с расходом жидкости 600 л/мин.
- ✓ Возможно бурение разветвленных боковых стволов (Fishbone).

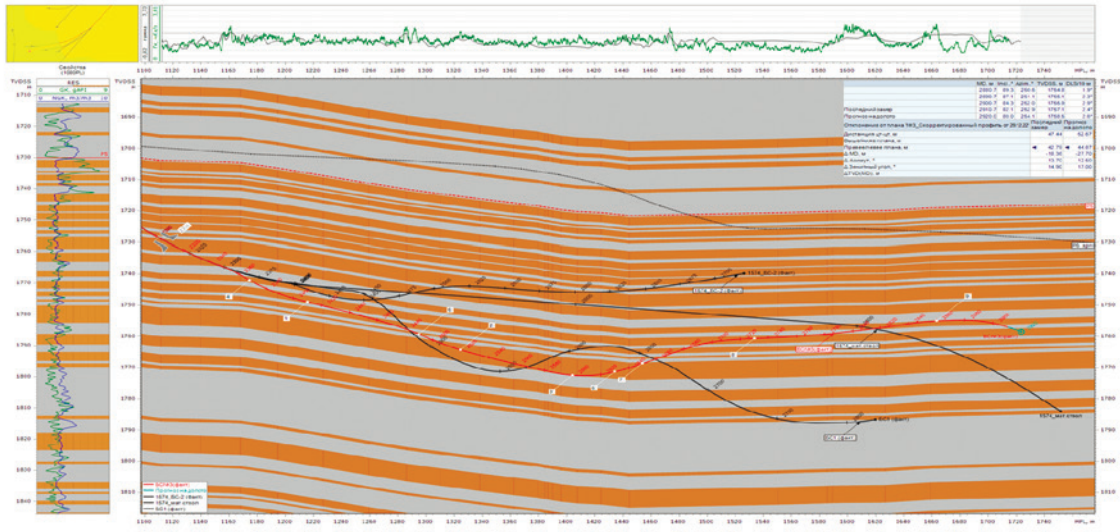


ГНКТ

15

Реализованные колтюбинговые технологии.
Бурение на ГНКТ

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА



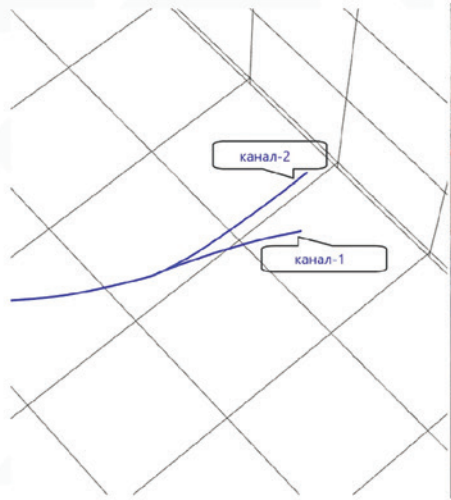
Реализованные колтюбинговые технологии.
Многоствольные скважины

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Применение специальной КНК с гидроотклонителями, индексатором и инклинометром для попадания в нужный ствол.

Суть технологии:
Компания имеет оборудование для обработки многоствольных скважин с отклонением до 1 метра. Попадание в ствол может фиксироваться с помощью инклинометра. Попадание происходит за счет поворотного устройства и гидроотклонителя.







Разработка технологий.
Механизированная добыча

Проблема:

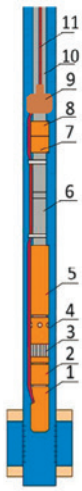
Эксплуатация фонда скважин насосами УЭЦН сопровождается различными сложностями:

1. Частый выход из строя УЭЦН.
2. Выход кабеля из строя при СПО.
3. Негерметичность НКТ по муфтовым соединениям.
4. При смене ГНО необходимо проводить глушение скважин, поэтому есть риск снижения дебита на 1–20%. Кроме этого, временные и финансовые затраты на глушение.

Решение:

Спуск УЭЦН на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ).





1 - ПЭД с компенсатором.
2 - Протектор.
3 - Приёмная сетка
4 - Газосепаратор
5 - Секции насоса ЭЦН
6 - 2 НКТ 89 мм
7 - Обратный клапан
8 - Сливной клапан
9 - Специальное герметизирующее устройство
10 - ГНКТ
11 - Электрический кабель

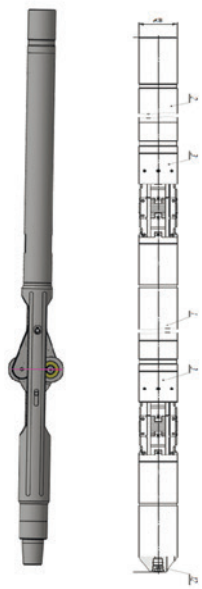
Разработка технологий.
Скважинный трактор

1. Разработка конструкторской документации механического тянущего устройства диаметром 76 мм. Принцип тяни – толкай.
2. Разработка конструкторской документации механического тянущего устройства диаметром 65 мм. Колесный принцип.





ИТЦ



20

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

Эволюция колтюбинговых технологий в России. Ближайшее будущее

1. Увеличение доли тяжелых колтюбинговых установок.
2. Применение технологии «труба в трубе» с ГНКТ 60,3/31,8 мм.
3. Применение эжекционной очистки совместно с фрезерованием.
4. Внедрение механизированной добычи на ГНКТ.
5. Внедрение тракторов для ГНКТ.
6. Внедрение универсальных колтюбинговых установок, оснащенных мачтой, предназначенных для бурения и СПО обсадных труб.
7. Бурение на ГНКТ с тракторами.
8. Разработка в РФ морской колтюбинговой установки.
9. Переход части колтюбинговых установок на нишевые трубы ГНКТ.
10. Автоматизация ГНКТ. Один оператор управляет установкой ГНКТ, насосной установкой, азотной установкой и т. д.





21

ЛЮДИ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СОТРУДНИЧЕСТВО ЭКСПЕРТНОСТЬ

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

OilGas conference

КАЛЕНДАРЬ 2026-2027 НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

21 - 25 сентября 2026 / Сочи

21-я международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

26 - 30 октября 2026 / Сочи

14-я международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

22 - 26 марта 2027 / Сочи

16-я международная научно-практическая конференция

Добыча, сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

31 - 04 мая - июня 2027 / Сочи

международная научно-практическая конференция

Разведка, разработка и геологическое моделирование нефтегазовых месторождений

В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионные программы.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Государственная дума ФС РФ

Союз нефтегазопромышленников России

Российское Газовое Общество

Торгово-промышленная палата РФ

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА

НИТПО НИТРО

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР

СЕКТОР медиа

СФЕРА

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИНФОПАРТНЁР

ЭКСПОЗИЦИЯ нефть и газ

Время инженеров ГРП и ГНКТ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ТЕХСОВЕТ премиум

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Издательский Дом «ГУБКИН»

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ЖУРНАЛ ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ТехНАДЗОР

+7 (861) 212 85 85 info@oilgasconference.ru oilgasconference.ru

Реклама

Удаление внутреннего грата в ГНКТ: эволюция ручного инструмента и сравнительный анализ современных решений

Ю.Н. Штахов**, генеральный директор **ООО «ВИЛЕРЕН»

От абразивной зачистки к самоцентрирующемуся резу за один оборот: как менялся полевой инструмент для подготовки конца гибкой насосно-компрессорной трубы под внутренние коннекторы.

Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) давно стала рабочим инструментом внутрискважинного сервиса, но одна рутинная операция сопровождает ее с самого появления – удаление внутреннего валика продольного сварного шва (грата) на конце трубы для установки в нее внутренних коннекторов.

ГНКТ сваривается из стальной ленты непрерывным продольным швом (ТВЧ/ERW); наружный грат при производстве, как правило, снимается, а внутренний остается продольным выступом – «осевым шлицем» вдоль всего канала. Пока на трубе используются наружные коннекторы, он не мешает. Но как только на конце трубы нужно установить внутренний коннектор (переводник вальцовочный, луночный, dimple- или slip-типа) (рис. 1), грат превращается в проблему. Коннектор уплотняется по внутренней поверхности трубы, а грат препятствует герметичности соединения, разрезая уплотнения при установке. Так рождается задача, элементарная на первый взгляд и десятилетиями двигавшая эволюцию полевого инструмента.

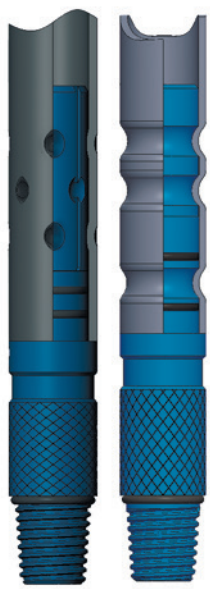


Рис. 1. Коннекторы (переводники) луночного и вальцовочного типов



Эволюция инструмента: от абразива к специальной режущей головке

Первый и самый ранний способ удаления внутреннего валика (грата) продольного сварного шва, который приходит в голову, – снять валик абразивом. Ручная шлифовка бормашиной и сегодня остается самым распространенным способом во многих бригадах с ГНКТ. Она дешевая и не требует оснастки, но платой за простоту становится полная зависимость от рук оператора: выдержать равномерную глубину съема трудно, тело трубы легко подрезать, а проконтролировать результат в узком канале, тем более на малых диаметрах, почти невозможно. К тому же дополнительные затруднения вызывает работа над устьем скважины, когда конец ГНКТ расположен вертикально. Российские и зарубежные

технические эксперты прямо признают, что такая подготовка конца трубы трудоемка, занимает много времени и оставляет риск разрушения уплотнений давлением в местах с глубокими подрезами.

Второй и следующий способ – уход от абразива к механическому слому. Инструмент заводится в трубу, зацепляется за шов и проворачивается трубным ключом, «ломая» грат пазом. По такому принципу работает, например, инструмент от компании NOV (рис. 2). Способ полевой и быстрый, но усилие прикладывается



Рис. 2. Internal Tubing Bead Removal Tool (NOV)

внецентренно, через ключ, срез грата происходит ступенчато, и качество среза в 95% случаев требует «доводки» тем же абразивным методом.

Третий способ – развертночные съемники. Центрируемая по каналу режущая головка снимает грат и часть внутренней стенки ГНКТ при вращении вручную. Такой инструмент предлагают компании Coil Solutions, NOV (рис. 3). И здесь снова возникает упор на зависимость от рук оператора и его опыта. При удалении грата таким способом сложно обеспечить соосность инструмента, и, как следствие, прочность и герметичность соединения. Ресурс инструмента также зависит от опыта оператора, в отдельных случаях инструмент может быть испорчен при первом использовании.



Рис. 3. Развертка

Четвертый способ является продолжением третьего. Это те же развертночные съемники, только с корпусом, центрирующим режущую головку по наружной поверхности ГНКТ. Такие предлагают производители NOV, LiMAR (рис. 4) и ООО «ВИЛЕРЕН» (рис. 5 и рис. 6), а именно развертночную систему со сменными режущими



Рис. 4. Coiled Tubing Reamer System (LiMAR)



Рис. 5. Инструмент КСШ («ВИЛЕРЕН»)



Рис. 6. Инструмент КСШ с шуруповертом («ВИЛЕРЕН»)

головками под толщину стенки и торцевой зенковкой. При применении такого инструмента качество среза внутреннего грата и обработки внутренней поверхности трубы получается достаточно высоким, с шероховатостью от 3,2 до 2,5 Ra. Соосность обработки не зависит от рук оператора. Соединения получаются прочными и герметичными с возможностью работы с перепадами давления более 100 МПа (зависит от конструкции коннектора).

Но этот способ не безграничен. Удаление грата таким способом не вызывает затруднений в ГНКТ диаметром до 44,45 мм. Трудности возникают при работе с трубами диаметром от 50,8 мм и более. Достаточно сложно, а иногда невозможно обеспечить соосность обработки из-за высокого крутящего момента, необходимого для проворачивания режущей головки. При приложении высокого крутящего момента к оси инструмента в центрирующем корпусе возникают вибрации, приводящие к смещению и нарушению соосности с ГНКТ. При ручном вращении режущей головки возникают «перекосы», также влияющие на соосность. Как следствие, на внутренней поверхности ГНКТ во время удаления грата появляются «задиры», и становится сложно обеспечить соосность, что в последующем сказывается на герметичности и прочности соединения (рис. 7).

Все вышеперечисленные способы не позволяли удалять грат в ГНКТ с геофизическим кабелем. Поэтому герметичность коннекторов в такой трубе можно было реализовать только специальными коннекторами с уплотнением по торцевой или наружной поверхности трубы.

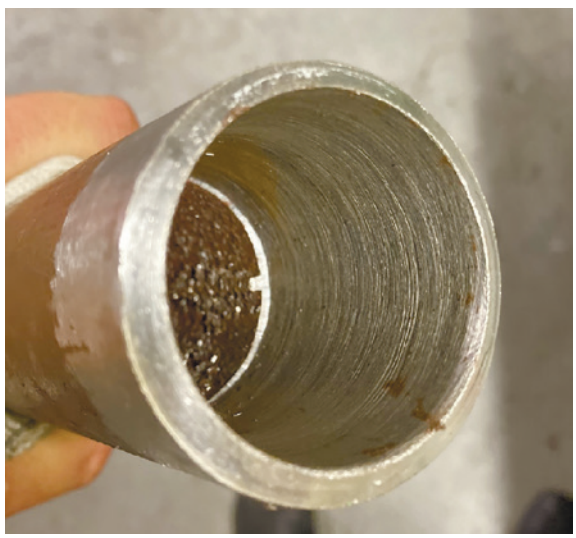


Рис. 7. Эллипсная ГНКТ диаметром 50,8 мм после снятия грата

Пятый способ, на данный момент являющийся следующей ступенью эволюции инструмента, – срез грата специальной режущей головкой. На нем остановимся подробнее.

Нож трубный НТР – ручной инструмент российского производства (производитель – ООО «ВИЛЕРЕН»).

Нож состоит из корпуса с рукоятками, режущей головки и ствола со скользящим ударником (рис. 8). Головка ножа устанавливается в ГНКТ; паз вдоль оси головки позволяет установить нож, не задевая грат (рис. 9). Режущая головка проворачивается внутри ГНКТ при помощи двух рукояток, расположенных на корпусе ножа, и срезает грат за один оборот.

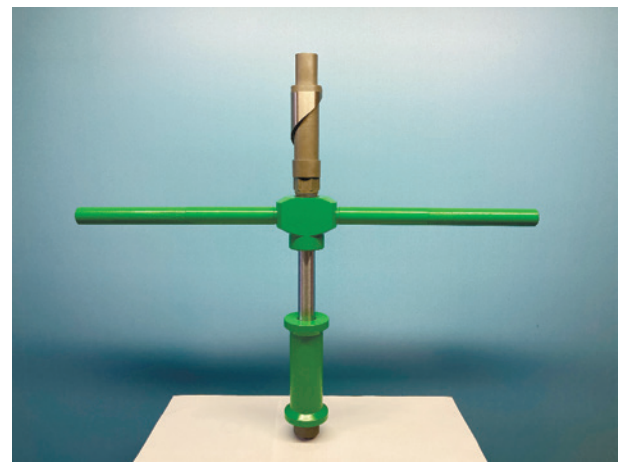


Рис. 8. Нож трубный НТР



Рис. 9. Режущие головки ножа трубного НТР

Срез грата выполняет спиральная режущая кромка на головке ножа. Головка изготавливается точно под внутренний диаметр и толщину стенки ГНКТ, поэтому самоцентрируется внутри трубы – Цотсюда гарантированная соосность обработки и стабильная чистота поверхности (шероховатость от 6,3 до 2,5 Ra) (рис. 10; рис. 11–12).

На корпусе ножа трубного НТР расположен скользящий ударник, который позволяет забивать головку ножа в ГНКТ, когда установка режущей головки в трубу может быть затруднена при изогнутости или эллипсности ГНКТ.

Типоразмерный ряд НТР-38, НТР-44, НТР-50, НТР-60 и НТР-66 позволяет срезать грат в ГНКТ



Рис. 10. ГНКТ диаметром 44,45 мм



Рис. 11. ГНКТ диаметром 44,45 мм со срезанным гратом



Рис. 12. ГНКТ диаметром 44,45 мм со срезанным гратом

диаметром от 38,1 мм до 66,7 мм. Соосность и качество среза грата при этом не зависят от диаметра ГНКТ и ее жесткости.

Конструкция ножа универсальна, а режущая головка является сменным элементом конструкции (рис. 8). Режущие головки рассчитаны и изготовлены таким образом, чтобы зазор между режущей кромкой и стенкой ГНКТ находился в пределах от 0,04 до 0,07 мм. Это обеспечивает 100%-ное удаление грата и не требует дальнейшей обработки места среза. Режущие головки позволяют удалять грат в ГНКТ на глубину до 145 мм. Крутящий момент, необходимый для проворота режущей головки, колеблется от 100 до 300 Н х м (определено экспериментальным способом на стенде).

Для работы в трубе с геофизическим кабелем: внутри корпуса ножа трубного НТР и режущей головки выполнен осевой канал Ø 15 мм. Во время работы через канал пропускается конец кабеля и проводится срез грата без повреждения кабеля (рис. 13).

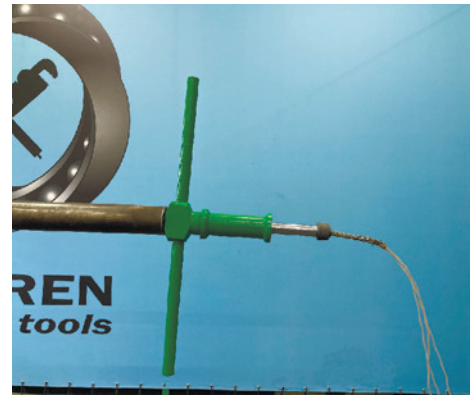


Рис. 13. Нож трубный НТР с геофизическим кабелем

Три проблемных места, выявленных на практике, которые удалось исключить с применением ножа НТР

Результат работы не зависит от опыта оператора. При применении способов, описанных выше, во многом результат работы зависел от опыта оператора, что сказывалось на качестве соединения ГНКТ – коннектор, на его герметичности и в конечном счете на стоимости всей работы в целом.

Работа с любой ГНКТ вне зависимости от ее диаметра и жесткости. Самоцентрирующаяся головка в совокупности с ручным приводом обеспечивает соосность и высокое качество среза грата вне зависимости от диаметра трубы и ее жесткости.

Работа в ГНКТ с кабелем внутри. Осевой канал внутри ножа позволяет удалять грат, не повреждая кабель.

Преимущества, которые дает такая конструкция инструмента

1. **Не требуется дополнительная обработка трубы.** Валик сварного шва снимается «набело» за один проход: после работы ножа трубного НТР труба готова к установке коннектора без последующей доводки, шлифовки или снятия заусенцев.
2. **Исключается зависимость от квалификации оператора.** Самоцентрирующаяся головка и фиксированная геометрия реза исключают человеческий фактор: результат задается конструкцией инструмента, а не твердостью руки и остротой глаза. Компоновка ножа не требует специального изучения: назначение узлов и порядок работы очевидны. Это снижает вероятность ошибки при работе, а качество перестает «плавать» от исполнителя к исполнителю.
3. **Возможность применять коннекторы без продольного паза.** Грат снимается полностью на глубину до 145 мм, поэтому отпадает необходимость в переводниках со специальным фрезерованным пазом под шов. Расширяется номенклатура применимых коннекторов.
4. **Короткое время операции.** Полный цикл – монтаж ножа > рез > демонтаж – по данным стендовых замеров занимает от двух до пяти минут. Для полевых работ, где простой бригады и монтаж – демонтаж не оплачиваются, это прямая экономия времени и денежных средств.
5. **Быстрая смена режущих головок.** Переход с одного диаметра ГНКТ на другой, а также смена головки при сращивании темпированной трубы с разной толщиной стенки выполняются быстро и без специальной оснастки. Один нож закрывает весь парк труб предприятия – под конкретную трубу меняется только головка.
6. **Ресурс режущих головок.** Режущие головки изготовлены из быстрорежущей стали; ресурс одной головки – до 50 резов. Головка – многоразовый сменный элемент с предсказуемым ресурсом и понятной стоимостью владения, а не одноразовая оснастка.
7. **Независимость качества от эллипсности трубы.** После намотки на барабан и прохождения через инжектор колтюбинговой установки ГНКТ почти всегда сохраняет некоторую эллипсность сечения. Головка ножа трубного НТР центрируется по каналу и опирается на внутреннюю стенку ГНКТ, поэтому снимает валик стабильно даже при отклонении сечения от идеальной окружности – там, где жестко «посаженный» резец или развертка дали бы неравномерный срез металла.
8. **Принцип одного оборота.** Валик срезается за один полный оборот режущей головки без многократных проходов, промежуточной подчистки и контроля незавершенного реза. Именно отсюда берутся и скорость, и повторяемость результата.
9. **Снятие грата в трубе с кабелем.** Осевой канал в ноже позволяет продеть сквозь него геофизический кабель, установленный в ГКНТ, и проводить операцию по удалению грата, не повреждая кабель.
10. **Безогневая, безыскровая обработка.** Механический рез не дает искр, открытого пламени, термического влияния на зону шва и абразивной пыли. Это делает подготовку торца допустимой во взрывопожароопасной зоне у устья скважины – там, где применение искрообразующего инструмента по требованиям промышленной безопасности запрещено.

Сравнительный анализ методов и инструмента

Метод / инструмент (производитель инструмента)	Привод / движение режущей части	Работа в ГНКТ с геофизическим кабелем (причина)	Работа в ГНКТ диаметром ≥ 50,8 мм	Соосность	Качество обработки
Ручная шлифовка / бормашинка, напильник	Бормашинка с абразивными камнями или фрезами, вручную напильником / поступательное	Нет (риск повреждения кабеля)	Допустимо, но плохо управляемо	Не гарантируется, зависит от навыка оператора	Среднее. Зависит от навыка оператора.
Слом по пазу / специальный ломающий съемник + трубный ключ (NOV)	Трубный ключ / радиальное	Нет (невозможно установить в ГНКТ)	Допустимо, но плохо управляемо. Требуется дополнительная обработка	Не гарантируется, зависит от навыка оператора	Среднее. Зависит от навыка оператора. Требуется дополнительная обработка.
Постепенный срез / развертночный съемник (Coil Solutions, NOV)	Ручной, с помощью трубного ключа или воротка / радиально-поступательное	Нет (невозможно установить в ГНКТ)	Высокий крутящий момент, существует риск разрушения инструмента	Не гарантируется, зависит от навыка оператора	Среднее. Зависит от навыка оператора.
Постепенный срез / развертночный центрируемый инструмент (LiMAR, ООО «ВИЛЕРЕН»)	Ручной, шуруповерт, дрель / радиально-поступательное	Нет (невозможно установить в ГНКТ)	Высокий крутящий момент, существует риск разрушения инструмента и повреждения ГНКТ	Хорошая для труб диаметром не более 44,45 мм	Хорошая для труб диаметром не более 44,45 мм
Срез спиральной кромкой за один оборот / нож НТР (ООО «ВИЛЕРЕН»)	Ручной, две рукоятки на корпусе / радиальное	Да (осевой канал внутри инструмента)	Да, без ограничений	Хорошая, обеспечивается конструкцией режущей головки	Хорошее, без ограничений

11. **Автономность.** Ручной привод не требует электро-, пневмо- или гидропитания. Нож трубный НТР одинаково применим на оснащенной базе и на удаленном кусте без внешних источников энергии.
12. **Российское производство и доступность сервиса.** Инструмент и сменные головки выпускаются в РФ, что снимает зависимость от импортных поставок и сокращает сроки поставки запчастей.

Выводы

Задача удаления внутреннего грата не меняется десятилетиями, а вот подход к ее решению и инструменты меняются. Для простых случаев на малых диаметрах и без

кабеля по-прежнему используются шлифовка и разверточные решения. Но по мере ужесточения условий (работа с большими диаметрами ГНКТ, высокие требования к прочности соединения и его герметичности, а также работа в трубе с геофизическим кабелем) набор подходящих решений быстро сужается. Для выполнения всех требований при решении данной задачи разработан нож трубный НТР. Он вобрал в себя все преимущества и исключил недостатки ранее применяемых инструментов.

Нож трубный НТР представляет собой классический образец технологической эволюции инструмента в сфере нефтегазового сервиса!

Техническое решение защищено патентом РФ на полезную модель № 241019 от 02.02.2026.

Подробные технические характеристики и перечень доступных модификаций ножа трубного НТР представлены на официальном сайте производителя **www.vileren.ru.**

«ВИЛЕРЕН» – компания, специализирующаяся на проектировании и производстве скважинного инструмента для колтюбинговых установок и проведения текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.

ФИДСЕРВИС

ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ ФЛОТ ГНКТ

УСТАНОВКА КОЛТЮБИНГОВАЯ МК40Т



Полноприводное шасси 10х10
Инжектор с тяговым усилием **45 т**
ГНКТ длиной **до 5500 м** диаметром **50,8 мм**
ПВО с условным проходом **100 мм**
Рабочее давление **до 105 МП**

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ Н504



Макс. производительность - **800 л/мин**
Рабочее давление **до 105 МПа**
С подогревателем технологической жидкости
С кабиной оператора

УСТАНОВКА АЗОТНАЯ КРИОГЕННОГО ТИПА



Макс. производительность - **85 м³/мин**
Автоматическая система управления
С кабиной оператора

25 ЛЕТ

ООО «ФИДСЕРВИС» в Российской Федерации
офис:
г. Москва, Космодамианская наб., д. 52, стр. 3
+7 (499) 404 25 00
e-mail: info@fidservice.ru
производственная площадка:
г. Рыбинск, ул. Краностроителей, д. 32
склад и сервисный центр:
г. Сургут, Нефтеюганское шоссе 64/2

ФИДМАШ
ГРУППА КОМПАНИЙ

КАЧЕСТВА И ИННОВАЦИЙ!

Реклама

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Новые встречи – новые возможности!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



29 октября 2026

Нефтегазсервис

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями. На конференции выступают кураторы нефтесервисного блока ВИНК и руководители крупных геофизических и буровых компаний, а также компаний по ремонту скважин.



30 октября 2026

Нефтегазшельф

Подряды на нефтегазовом шельфе

На конференции обсуждается поставка промышленной продукции, вопросы обустройства портов, береговой зоны. Рассматриваются проблемы логистики, в частности, доставки грузов на платформы. Реализация морских нефтегазовых проектов в условиях санкций и критические точки импортозамещения в морской нефтегазодобыче.

Тел.: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

Реклама

Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы. Технологический суверенитет и операционная эффективность»

21 апреля 2026 года в Москве в Hotel Continental состоялась конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы. Технологический суверенитет и операционная эффективность».

Конференция была организована при поддержке Торгово-промышленной палаты Российской Федерации. Данное мероприятие впервые вошло в календарь Московских нефтегазовых конференций.

Конференция прошла в формате, сочетающем экспертную аналитику и неформальное общение, что позволило участникам обменяться мнениями о реальном состоянии и перспективах развития рынка ГНКТ и ГРП, вопросах локализации комплектующих и практике применения реверс-инжиниринга.

Пленарную сессию **«Государство и отрасль: запрос рынка и готовность производителей»** открыл своим приветственным словом *председатель совета директоров Группы ФИД* **Дмитрий Грибановский.**

С приветственным словом Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК обратился к присутствующим **Геннадий Шмаль,** *президент Союза нефтегазопромышленников России, заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК.* Он пожелал участникам успешной работы и озвучил доклад «Состояние и проблемы развития нефтегазового комплекса РФ».

Дмитрий Касаткин, *управляющий партнер Kasatkin Consalting,* рассказал о **тенденциях на рынке сервиса, добычи и сегмента ГРП.** Докладчик задал контекст для будущей дискуссии, вначале охарактеризовав глобальный нефтяной рынок и макроэкономический контекст РФ, а затем перейдя непосредственно к проблематике российского рынка нефтесервиса, емкость которого составляет около 3 млрд рублей. ГРП входит в топ-3 сегмента нефтесервиса. Сегмент ГНКТ меньше в своем объеме, но не менее значим для отрасли. Долю независимых сервисных компаний можно оценить примерно в 40%, внутренний сервис ВИНК – 53%, международные компании – 7%.

С докладом **«Внедрение стандартов по постановлению № 1875: как российские ГОСТы и СТО заменят API в текущих проектах ВИНК»** выступил **Николай Малютин,** *руководитель проекта АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» (ИНТИ).*

Институт активно работает над созданием новых стандартов, направленных на повышение технологического суверенитета и уровня энергетической отрасли. Ключевая задача стандартизации – развитие и применение отечественных технических решений на внутреннем и экспортном рынках. Для достижения этой цели разрабатываются единые отраслевые стандарты.

Советник генерального директора ООО «Единый оператор испытаний» (ЕОИ) **Андрей Маслий** рассказал **об организации единых отраслевых испытаний.** В фокусе выступления – актуальный инструмент, который ЕОИ разработал в конце 2024 года и который активно развивается и уже приносит практическую пользу. ЕОИ был создан на базе ИНТИ 1 сентября 2023 года. Целью



являлось решение всех вопросов, связанных с испытаниями, управлением испытательной инфраструктурой, подбором испытательных площадок, разработкой программ и методик испытаний.

Тему продолжил *руководитель направления ООО «Единый оператор испытаний» (ЕОИ)* **Илья Васильев** докладом **«Организация ОПИ и НИОКР в интересах ВИНК»**. Данное направление деятельности ЕОИ относительно новое, но оно уже обрело большую популярность у заказчиков.

Доклад **«Ключевые этапы для подтверждения производства российской промышленной продукции в рамках работы постановления Правительства № 719»** озвучила *руководитель центра «Единое окно» «СОЮЗЭКСПЕРТИЗА» ТПП РФ* **Оксана Полянская.** Она представила ключевые нормативные документы, которые так или иначе связаны с процессом подтверждения производства, ведением соответствующего реестра, включением в него, применением и т. п.

Во второй сессии **«Производитель – сервис – недропользователь»** с особым вниманием были прослушаны доклады от компаний – производителей оборудования.

Павел Лактионов, *член совета директоров Группы ФИД,* рассказал об **инновационном оборудовании Группы ФИД,** которая уже тридцать лет объединяет российские и белорусские предприятия.

Порядка четверти века Группа ФИД занимается созданием и серийным выпуском оборудования для ГРП. Выпущено, поставлено и внедрено более 300 единиц оборудования для ГРП. Производится полный спектр техники. На сегодня Группа ФИД – единственный отечественный производитель комплексов для высокорасходных ГРП.

Тематику оборудования продолжил доклад **Ильи Николаева,** *генерального директора ООО «ОБТЭК»,* **«Проектирование и изготовление комплектующих для импортного оборудования».** Компания «ОБТЭК» осуществляет полный цикл импортозамещения оборудования и запасных частей (ЗИП) мировых производителей методом реверс-инжиниринга, включая инженерные решения для нефтесервиса и, в частности, колтюбинга.

Руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга» **Олег Воин** выступил с докладом **«Эволюция ГНКТ: от текущих практик к технологиям будущего».** Эволюция колтюбинговых технологий в ближайшем будущем в России предполагает: увеличение доли тяжелых колтюбинговых установок; применение технологии «труба в трубе» с ГНКТ диаметром 60,3/31,8 мм, применение эжекционной очистки совместно с фрезерованием; внедрение механизированной добычи на ГНКТ; внедрение тракторов для ГНКТ; внедрение универсальных колтюбинговых установок, оснащенных мачтой, предназначенных для бурения и СПО обсадных труб; бурение на ГНКТ с применением тракторов; разработку в РФ морской колтюбинговой установки; переход части колтюбинговых установок на нишевые трубы ГНКТ; автоматизацию ГНКТ, когда один оператор управляет установкой ГНКТ, насосной, азотной установками и т. д.; создание гибридной установки ГНКТ.

Третья секция конференции **«Технологический прорыв. Повышение эффективности. Оптимизация процессов»** вместила доклады технологической тематики, посвященные освоению ТрИЗ, нефтепромысловой химии и успешным кейсам по цифровизации и удаленному мониторингу ГРП.



Доклад **«Технологическое развитие для повышения эффективности разработки ТрИЗ»** озвучил *старший эксперт отдела развития технологий разработки, геомеханики и ГРП ООО «РН-Технологии»* **Айрат Гаязов.** Была представлена эволюция технологий разработки ТрИЗ.

Тематику нефтепромысловой химии открыл **Владислав Никулин,** *руководитель сектора технологий глушения и ремонта осложненных скважин Уфимского филиала ООО «РН-Проектирование Добыча»,* докладом **«Применение блокирующих составов при ремонте горизонтальных скважин с применением ГНКТ».** Заведующий лабораторией НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина **Сергей Бородин** озвучил доклад **«Жидкости ГРП. Проблемы суверенитета и подходов к исследованию».** Жидкость ГРП на углеводородной (ДТ, дистиллятные фракции, нефть) основе может производиться на базе отечественного сырья.

«Цифровой двойник ГРП как инструмент повышения эффективности реализации проекта» – так назывался доклад *начальника отдела АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады»* **Сергея Устинова.** Цифровой двойник (ЦД) занимает одно из центральных мест в цифровой трансформации, происходящей в отрасли. Потенциал ЦД позволяет преодолеть ограничения традиционного подхода к ГРП. По результатам кейсов внедрения ЦД в мире можно говорить о сокращении цикла строительства скважин, увеличении накопленной добычи на ствол, доходности более 35%, окупаемости менее трех лет и росте эффективности до 36%.

Евгений Лохманенко, *начальник отдела моделирования и анализа ГРП ООО «ФракДжет-Волга»,* рассказал о повышении эффективности работ ГРП и практике применения удаленного мониторинга.

Завершил третью сессию доклад *руководителя департамента заканчивания скважин завода нефтяного оборудования «Буран»* **Эльдара Сафиуллина «Инновационные технологические решения заканчивания ГРП».** Существуют различные технологии заканчивания для проведения МГРП: шаровые муфты ГРП; селективный пакет, муфты BPS; премиум-порт + гидравлический ключ; пробки и перфорация Plug & Perf; равнопроходные муфты с «дартами», в том числе растворимыми; электроуправляемые муфты с мониторингом прорыва газа и воды. Э. Сафиуллиным была представлена инновационная система муфт «Барракуда» для многостадийного ГРП от ЗНО «Буран».

В рамках конференции рейтинговое агентство «ТЭК-Рейтинг» провело **церемонию награждения.** В номинации «Лучшая инновационная платформа для мобильных систем интенсификации добычи» победил МАЗ. «Лучшим специализированным шасси для мобильных комплексов ГРП и колтюбинга» было названо шасси бренда VOLAT (МЗКТ). «Лидером в освоении ТРИЗ и применении ГРП» была признана компания «Белоруснефть».

Конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы. Технологический суверенитет и операционная эффективность» решено проводить ежегодно на площадке Московских нефтегазовых конференций.

XIII Международная (XXI Всероссийская) научно-практическая конференция «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 25 июня 2026 года прошла XIII Международная (XXI Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия». Мероприятие было организовано в двух форматах: очном и дистанционном (видеоконференция). В конференции приняли участие представители вузов, НИИ и компаний, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности как на территории России, так и за рубежом.

Соорганизатором конференции выступило АО «НПО «Полицелл» – ведущее российское научно-производственное объединение, специализирующееся на разработке, производстве и внедрении высокотехнологичных химических реагентов для бурения, заканчивания скважин, повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти и газа.

Мероприятие проводилось в рамках



Профессор Л.А. Магадова вручает награды аспирантам Л.Н. Юдаеву и Е.А. Брагиной

развития научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Традиционно с приветственным словом к участникам конференции обратился заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доктор химических наук, профессор **М.А. Силин.** Он поименно перечислил ведущих специалистов, которые создавали центры по промысловой химии по всей России: в Томске, Казани, Уфе, Дзержинске, Владимире и других городах. Отметил, что эта тема развивается, она актуальна, поскольку природа и промышленность все время бросают новые вызовы, на которые приходится отвечать. «Сейчас все разрабатывают ТрИЗы, все занимаются ГРП, АСП, и нам приходится держать нос по ветру и активно этими актуальнейшими тематиками заниматься», – сказал М.А. Силин.

Сейчас все разрабатывают ТрИЗы, все занимаются ГРП, АСП, и нам приходится держать нос по ветру и активно этими актуальнейшими тематиками заниматься.

Председатель Совета директоров АО «НПО «Полицелл» **В.И. Ноздря** также выступил с приветственным словом. Он поздравил присутствующих с открытием конференции и поблагодарил за приглашение стать соорганизатором этого мероприятия. Было рассказано об АО «НПО «Полицелл» и предприятиях, его составляющих. За последние двадцать лет компанией было разработано около 200 наименований оригинальных компонентов. Кроме этого, разработано 12 новых систем буровых растворов, которые были эффективно использованы на многих месторождениях. История сотрудничества «Полицелл» с РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина берет начало в 1992 году. На руководящих должностях в компании трудятся десять выпускников университета.

Л.А. Магадова, директор НОЦ «Промысловая химия», профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, также поприветствовала участников. Огласив регламент мероприятия, она проинформировала о конкурсах, которые традиционно проводятся в рамках конференции «Нефтепромысловая химия» – это конкурс на лучший доклад, конкурс на лучший доклад молодого специалиста, а также конкурс фоторабот «Красота месторождений».

Проблематика конференции была сфокусирована на следующих темах:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов, бактерицидов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных



Лучший докладчик Р.В. Карапетов

материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

В конференции приняли участие 172 человека (105 – очно, 67 – дистанционно), представлявших 20 учебных заведений и академических институтов, а также 45 добывающих, сервисных компаний и отраслевых НИИ. Были заслушаны и обсуждены 25 докладов.

В этом году для студентов, магистрантов и аспирантов появилась возможность выступить со стендовыми докладами. Стендовая сессия позволила в наглядной форме представить результаты своих исследований, получить обратную связь от ведущих экспертов и специалистов отрасли.

Экспертная комиссия из числа авторитетных специалистов приняла решение о награждении в двух номинациях: «Лучший доклад конференции» и «Лучший доклад молодого специалиста».

Лучшим докладом конференции был признан «Технологии и материалы АО «НПО «Полицелл» для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах», с которым выступил Р.В. Карапетов, заместитель генерального директора по РИР и КРС ГК «Полицелл». Победитель получил в награду статуэтку «Керосиновая лампа» и книгу «Волшебный свет керосиновой лампы» (И.Р. и А.Р. Татур, М.А. Силин. – М., Кучково поле Музеон, 2020).

Лучшим докладом молодого специалиста стал стендовый доклад аспирантов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Л.Н. Юдаева и Е.А. Брагиной «Исследование технологии ремедиации нефтезагрязненных земель с использованием окислительно-флотирующего реагента». В качестве приза аспирантам была вручена статуэтка «Умная сова», а также книга «Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий» (В.Н. Глущенко, Г.А. Орлов, М.А. Силин. – М., Интерконтракт Наука, 2008).

В фотоконкурсе «Красота месторождений» победила работа В.В. Косоуровой «Срочно! Нашел месторождение нефти… Или просто скала не выспалась и размазала тушь».

Конференция отметила, что в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов, а также исследования механизма их действия, о чем свидетельствуют, в частности, как 96 статей и тезисов докладов, представленных на конференции, так и все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли.

Особое внимание на конференции было уделено физико-химическим исследованиям нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа, реагентов для бурения, заканчивания и ремонта скважин, а также технологиям интенсификации и технологиям по борьбе с осложнениями при добыче.

Отмечена актуальность и своевременность проведения конференции и хорошая организация ее работы. Решено продолжить сотрудничество в области разработки, производства, исследования и практического использования химических реагентов с акцентированием внимания на создании многофункциональных, экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов. Более широко привлекать к работе конференции студентов, работников нефтяных компаний и сервисных предприятий по нефтепромысловой химии. Информацию о выполняемых по решениям конференции работах размещать для всеобщего ознакомления на интернет-портале РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Предложено провести следующую, XIV Международную (XXII Всероссийскую) научно-практическую конференцию «Нефтепромысловая химия» в июне 2027 года.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС – 2026 ПРОЙДЕТ В МОСКВЕ

С 13 по 15 октября 2026 года пройдет **V Российский нефтегазовый технический конгресс** (РНТК) – одно из главных отраслевых событий для специалистов нефтегазового сектора. Мероприятие традиционно объединит ведущих экспертов, инженеров, исследователей и управленцев, чтобы обсудить ключевые вызовы и технологические тенденции энергетической отрасли.

В программе Конгресса – более 150 докладов, 25 технических сессий и несколько пленарных заседаний. Участие в мероприятии примут свыше 300 делегатов из ведущих российских и международных компаний.

Главные темы РНТК-2026:

- Разработка и проектирование месторождений, геологическое и гидродинамическое моделирование.
- Строительство скважин, бурение и заканчивание, интенсификация добычи, МУН.
- Трудноизвлекаемые запасы, геомеханика, исследования и испытания скважин и пластов.
- Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли и интегрированное моделирование.
- Декарбонизация, водородная промышленность и возобновляемые источники энергии.

В числе участников – представители ПАО «НК Роснефть», ПАО «НОВАТЭК», ЛУКОЙЛ, ПАО «Газпром нефть», ФАУ «ЗАПСИБНИИГГ», ФБУ «ГКЗ», «РН-БашНИПИнефть», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и других организаций. В программный комитет Конгресса входят более 30 признанных экспертов и руководителей отрасли.

Особое внимание в этом году будет уделено инновациям, вопросам устойчивого развития и обмену практическим опытом. В рамках Конгресса также пройдет выставка технологий и решений, на которой участники смогут представить свои разработки и установить новые деловые контакты.

Присоединяйтесь к Российскому нефтегазовому техническому конгрессу – 2026!

Узнайте, какие меры помогут отрасли преодолеть современные вызовы, обсудите новейшие технологические тренды и расширьте круг профессиональных связей.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС

РНТК

300+ делегатов

3 дня общения

25+ технических и постерных сессий

150+ технических презентаций

13–15 октября 2026 года в Москве состоится V Российский нефтегазовый технический конгресс (РНТК) — масштабная международная площадка для обсуждения технологического развития и будущего энергетического сектора.

РНТК 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 отрасли о своей компании, продукции и услугах.

Telegram

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

Дата и место
13 - 15 октября 2026
Отель Сущевский Сафмар
ва, ул. Сущевский вал, 74

www.rntk.org

Реклама

Время инженеров ГРП и ГНКТ

Время инженеров ГРП и ГНКТ № 1/2026

Научно-практический журнал

Выходит ежеквартально

Учредитель: ООО «ВЭЛЛС-медиа»

Редакция

Директор: Анатолий Кичигин

Главный редактор: Галина Булыка

Выпускающий редактор: Наталия Михеева

Дизайн и верстка: Людмила Гончарова

Реклама и маркетинг: Марина Куликовская (reklama@afce.ru)

Адрес редакции: 625000, Тюменская область, Тюмень, ул. Герцена, д. 64, офис 800/1

E-mail: mail@afce.ru

Заявленный тираж: 6000 экз. (первый завод 1000 экз.).

Отпечатано в типографии ООО «Печатник», 625026 Тюмень, ул. Республики, 148, корп. 1/2.

Заказ № 35/26.

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-92031 от 11.08.2026. Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в статьях и рекламных объявлениях. Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций. Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.



«ВИЛЕРЕН» - компания, специализирующаяся на проектировании и производстве скважинного инструмента для колтюбинговых установок проведения текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.



Компания производит инструмент для ГНКТ диаметром от 25,4 до 66,7 мм.

Мы выпускаем продукцию, которая основана на собственных разработках.

Некоторые наши разработки защищены патентами Российской Федерации.

Опыт сотрудников и гибкость компании позволяют в короткие сроки изготавливать инструмент, позволяющий решать ваши индивидуальные задачи.

VILEREN
oil well tools

+7 (988) 246-30-50
+7 (861) 246-30-50
e-mail: info@vileren.ru
сайт: www.vileren.ru

ООО «Вилерен» г. Краснодар,
ул. Тополиная аллея 2, оф. 505/2



Реклама

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

ВКонтакте Telegram Сайт

ПЕРВАЯ РОССИЙСКАЯ УСТАНОВКА ГНКТ СВЕРХТЯЖЕЛОГО КЛАССА



Установка открывает новые возможности для ремонтов, которые ранее были недоступны для стандартного колтюбинга. Она создана для работы на скважинах со сложным профилем и горизонтальными участками более 2000 метров.

Инжектор грузоподъемностью 63 тонны позволяет очищать скважины от песчаных пробок, солевых отложений и проппанта, фрезеровать порты после МГРП в сложных геологических условиях. Российское производство установки расширяет возможности отечественного нефтесервиса и снижает зависимость от импортного оборудования.

63 т	60,3 мм	ДО 6800 м
грузоподъемность инжектора	диаметр ГНКТ	емкость узла намотки

- Установка полностью разработана и собрана на собственной площадке ФракДжет-Волга в Саратовской области и работает на ГНКТ отечественного производства
- Флот ГНКТ сверхтяжелого класса приступил к работе в 2026 году

Реклама