



www.cttimes.org

Coiled/tubing limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (87), Март/March 2024



ПОЛНЫЙ ОТЧЕТ О 24-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

RPI: ГЛАВНЫМ ДРАЙВЕРОМ РЫНКА ГРП СТАЛО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ

RPI: DEVELOPMENT DRILLING HAS BECOME THE MAIN DRIVER OF THE HYDRAULIC FRACTURING MARKET

КОМПОЗИТНЫЙ ТОКОПРОВОДЯЩИЙ КОЛТЮБИНГ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

МАРАТ ВАЛИУЛЛИН, ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР «ГИС НЕФТЕСЕРВИС»: «МЫ РАБОТАЕМ НА СКВАЖИНАХ САМЫХ СЛОЖНЫХ КАТЕГОРИЙ»

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ПРОДАВКИ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЯ В ПЛАСТ



На правах рекламы

ООО «Пакер Сервис»

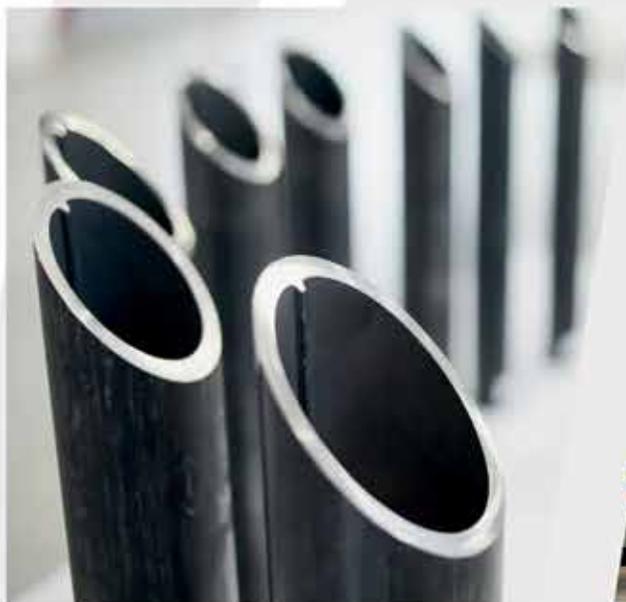
РФ, Москва,
Варшавское шоссе,
д. 1 стр. 6, офис 27
тел. +7 (495) 663-31-07
packer-service.ru



87



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



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

office@estm-tula.com
estm-tula.com

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

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

Официальная поддержка: Министерство
энергетики Российской Федерации и Министерство
промышленности и торговли Российской Федерации



Supported by the Ministry of Energy and the Ministry
of Industry and Trade of the Russian Federation

**Ноябрь 2024 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)**

**November 2024,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /
"Vystavochnaya" metro station)**

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

E-mail: mamontov@cttimes.org
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)
www.cttimes.org



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Е.Б. Лапотентова, заместитель председателя Совета Группы ФИД

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
 Тел.: +7 495 481 34 97, тел./факс: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
 Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
 Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.
 Phone: +7 495 481 34 97, Fax: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
 The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
 Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

Дорогие друзья!

Весенний номер журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» открывает публикация руководителя аналитической группы RPI Вадима Кравца «Главным драйвером рынка ГРП стало эксплуатационное бурение». Оптимистично, что вопреки прогнозам, сделанным еще год назад многими экспертами нефтегазовой отрасли, общий объем нефтесервисного рынка не снизился, а наоборот, вырос. Можно сделать вывод, что нефтесервис успешно противостоит всем неблагоприятным обстоятельствам. Опережающими темпами растет сегмент ГРП вследствие роста операций МГРП при возрастании числа ввода горизонтальных скважин, а также увеличения средней стадийности МГРП. Рост числа операций МГРП прогнозируется во всех нефтедобывающих регионах, при этом ГРП будет расти быстрее многих других сегментов нефтегазового сервиса. Это тренд, в унисон которому мы озаглавили «В авангарде – ГРП» отчет о 24-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Конференция стала уже традиционной ежегодной встречей единомышленников, интеллектуальной и эмоциональной подзарядкой для членов неформального клуба приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Но что хочется отметить в этот раз? Наверное, то, что отчетливо ощущается тенденция на дозирование информации. В официальных докладах от компаний опускаются важные подробности, способные раскрыть ноу-хау. Это эхо конкуренции, которая становится все острее. Отчасти спасает положение неформальное общение в кулуарах, которое, на мой взгляд, по информационной насыщенности уже стало вровень с официальной программой.

Четверть века назад первая конференция была посвящена исключительно колтюбинговым технологиям. С течением времени и развитием отрасли ее тематическая база расширилась, но колтюбинговые технологии продолжают оставаться основой программы. В этот раз современные тренды в технологиях ГНКТ на обширном материале проследил председатель ИСоТА-Россия Константин Бурдин. В частности, он определил основные вызовы, стоящие перед сегментом колтюбинга, например, то, что заказчики уже обсуждают возможности обслуживания скважин с длиной горизонтального ствола 15 км, а значит, требуется значительное увеличение длины ГНКТ, вместимости узла намотки, грузоподъемности инжектора, прочностных характеристик самой трубы.



Инновационное колтюбинговое оборудование, способное ответить на вышеуказанные вызовы, уже сегодня готова предоставить Группа ФИД в рамках своих производственных планов на 2024 год. Основной фокус доклада был направлен на новую систему контроля и автоматизации колтюбинговой установки, которая обеспечивает ее работу в автоматическом режиме в соответствии с запрограммированным алгоритмом и, кроме того, предоставляет возможность дистанционного наблюдения за проведением работ.

И снова о ГРП: с каждым годом в программе конференции увеличивается доля информации по данному нефтесервисному сегменту. Сегодня, пожалуй, единственная компания на постсоветском пространстве, которая производит полный спектр оборудования для ГРП, – это Группа ФИД. Наш журнал уже писал об импортонезависимой от санкций недружественных стран насосной установке для ГРП с мощностью двигателя 2500 л. с. и максимальной производительностью 3950 л/мин. О первом положительном опыте эксплуатации этой установки рассказал участникам конференции ведущий инженер отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата «Белоруснефти» Владимир Марченко. Надеемся в скором времени разместить полновесную публикацию на эту тему.

Сегодня значительная доля оборудования разрабатывается в рамках импортозамещения. К примеру, композитный колтюбинг, предназначенный для бурения и внутрискважинных работ, созданный специалистами РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с ООО «НПО «Фотополимер». Об этой революционной разработке они написали статью, которую мы публикуем.

И в заключение – о проблеме, широко обсуждаемой в кулуарах, волнующей практически все сервисные компании: о том, что в нынешних рыночных реалиях образовался разрыв между расценками сервиса и стоимостью обслуживания этого сервиса. Решить эту проблему можно, только достигнув взаимопонимания с заказчиками, чего я всем участникам рынка и желаю. И не только в деловых переговорах, но и во всех аспектах жизни.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 **Вадим Кравец**
Главным драйвером рынка ГРП стало эксплуатационное бурение

20 В авангарде – ГРП
24-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ТЕХНОЛОГИИ

62 **А.В. Вахрушев, М.Я. Гельфгат, В.В. Следков, С.В. Чуприн**
Композитный колтюбинг для бурения и внутрискважинных работ

ПРАКТИКА

72 Мы работаем на скважинах самых сложных категорий (Беседа с **Маратом Валиуллиным**, главным инженером ООО ПКФ «ГИС Нефтесервис»)

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

76 **М.А. Силин, Л.А. Магадова, Г.Р. Кутушева**
Совершенствование технологии удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин методом продавки пенообразователя в пласт

80 КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

PROSPECTS

6 **Vadim Kravets**
Development Drilling Has Become the Main Driver of the Hydraulic Fracturing Market





**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
ДОЗИРОВАНИЯ
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



воплощение идеи
в готовую
концепцию



решения на основе
передовых
технологий

Главным драйвером рынка ГРП стало эксплуатационное бурение

Development Drilling Has Become the Main Driver of the Hydraulic Fracturing Market

Вадим КРАВЕЦ, руководитель аналитической группы RPI

Vadim KRAVETS, Head of the RPI analytical group

Вопреки прогнозам, сделанным еще год назад многими экспертами нефтегазовой отрасли, общий объем нефтесервисного рынка в 2022 году по сравнению с предыдущим годом не снизился, а наоборот, вырос. Основным локомотивом, «потянувшим» за собой многие сегменты рынка, в том числе гидроразрыв пласта (ГРП), было эксплуатационное бурение. Кроме того, в сегменте гидроразрыва пласта интенсивный переход к горизонтальному бурению привел к большему распространению дорогостоящих операций многостадийного ГРП (МГРП), что обусловило его стабильный рост в 2015-2022 годах.



Revised: Contrary to the predictions made by numerous experts in the oil and gas industry a year ago, the overall volume of the oil services market in 2022 did not decrease compared to the previous year; in fact, it increased. The primary driving force behind this growth was production drilling, which had a significant impact on various market segments, including hydraulic fracturing (HF). Furthermore, the shift towards horizontal drilling in the hydraulic fracturing sector has resulted in a higher prevalence of costly multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) operations, contributing to its steady growth from 2015 to 2022.

Представленная на рисунке 1 динамика объема нефтесервисного рынка, куда включен и сегмент ГРП, соответствует следующей его структуре. В число учтенных рыночных сегментов входят:

- эксплуатационное бурение;
- разведочное бурение;
- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- сопровождение бурения, в том числе операции MWD и LWD (телеметрии и каротажа во время бурения), сервисы ВЗД (винтовых забойных двигателей) и РУС (роторных управляемых систем), а также прочие сервисы сопровождения;
- сервис буровых растворов;

The dynamics of the volume of the oil services market, which includes the hydraulic fracturing segment, shown in Figure 1, corresponds to its following structure. Market segments considered include:

- development drilling;
- exploration drilling;
- sidetracking;
- drilling support, including MWD and LWD operations (telemetry and logging while drilling), downhole drilling motors and RSS (rotary steerable systems) services, as well as other support services;
- drill fluid service;
- drill bit service;

- долотный сервис;
- заканчивание скважин;
- цементирование скважин;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- текущий (подземный) ремонт скважин;
- гидроразрыв пласта;
- операции по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС) и оптимизации режимов работы скважин;
- геофизические исследования скважин (ГИС);
- насосные услуги.

При этом суммарная оценка нефтесервисного рынка не учитывает:

- сейсмические исследования (на них приходится примерно 4–7% нефтесервисного рынка);
- отдельные, не применяемые достаточно широко виды интенсификации добычи (составляют менее 5–7% от проанализированных в этом разделе методов интенсификации добычи);
- производство оборудования, используемого при оказании нефтесервисных услуг.

В рамках проведенного исследования нефтесервисного рынка были подготовлены три сценария по изменению объема добычи нефти и газового конденсата в РФ: оптимистический, базовый и пессимистический. Они стали отправной точкой в формировании прогнозов как всего объема нефтесервисного рынка, так и его отдельных сегментов.

Базовый сценарий прогноза добычи нефти основан на следующих ключевых допущениях:

- В 2023 году уровень добычи нефти в России снизится на 400 тыс. барр./сут. (до уровня 10,3 млн барр./сут.), начиная с 1 марта 2023 года, и это ограничение продержится до конца

- well completions;
- well cementing;
- major workover;
- current (underground) workover;
- hydraulic fracturing;
- bottomhole zone treatment operations and optimization of well operation modes;
- geophysical well logging;
- pumping services.

At the same time, the total assessment of the oil services market does not take the following factors into account:

- seismic shooting (accounting for approximately 4–7% of the oil services market);
- certain types of production intensification that are not widely used (account for less than 5–7% of the methods of production intensification analyzed in this section);
- production of equipment used in the provision of oilfield services.

As part of the study on the oilfield services market, three scenarios were developed to predict changes in the volume of oil and gas condensate production in the Russian Federation: optimistic, basic, and pessimistic. These scenarios served as the foundation for forecasting the overall size of the oil services market, as well as its individual segments.

The base case oil production forecast is based on the following key assumptions:

- In 2023, Russia's oil production is expected to decrease by 400 thousand barrels per day, reaching a level of 10.3 million barrels per day starting on March 1st and continuing until the end of the year. Despite facing Western sanctions, Russia plans to maintain its oil supply to friendly and neutral countries.
- However, in 2024, the threat of secondary sanctions will prevent Russia from significantly increasing

2023 года. При этом Россия будет эффективно справляться с западными санкциями, продолжая поставки нефти в дружеские и нейтральные страны.

- В 2024 году угроза вторичных санкций не позволит России существенно нарастить добычу и увеличить поставки за рубеж, в связи с чем в течение всего года будет выдерживаться среднесуточная добыча на уровне 10,5 млн барр./сут.
- В дальнейшем, начиная с 2025 года, вследствие роста потребления в дружественных странах (Китай, Индия) добыча будет расти с темпом 0,7% в год до уровня 11,0 млн барр./сут. к 2030 году, что эквивалентно 550 млн т в год (на 2,8% больше аналогичного показателя за 2022 год).

Оптимистический сценарий прогноза добычи нефти имеет в своей основе следующие допущения:

- В 2023 году снижение российской добычи на 500 тыс. барр./сут., начавшееся с 1 марта 2023 года, продолжится по сентябрь 2023 года включительно, а с октября начнется рост добычи до уровня 11 млн барр./сут. в связи с улучшением экономической ситуации в Китае, а также в связи с адаптацией участников нефтяного рынка к санкционному давлению.
- В 2024 году в течение всего года будут продолжаться позитивные тенденции 2023 года, поэтому будет выдерживаться среднесуточная добыча нефти на уровне 11 млн барр./сут.
- Начиная с 2025 года добыча будет расти с темпом 0,75% в год до уровня 11,5 млн барр./сут. к 2030 году, достигая в годовом исчислении 576,8 млн т в год (на 7,8% больше, чем в 2022 году). В основу пессимистического сценария прогноза добычи нефти положены

production and expanding its exports. As a result, the average daily production will remain at 10.5 million barrels per day throughout the year.

- Looking ahead to 2025, the demand for oil in friendly countries such as China and India is expected to increase, leading to a projected growth rate of 0.7% per year. This will result in a production level of 11.0 million barrels per day by 2030, equivalent to 550 million tons per year, which is 2.8% higher than the production level in 2022.

The optimistic scenario for forecasting oil production is based on the following assumptions:

- In 2023, Russian production decreased by 500 thousand barrels per day, starting on March 1st and continuing until September. From October, production will begin to increase to 11 million barrels per day due to the improving economic situation in China and the adaptation of oil market participants to sanctions pressure.
- In 2024, the positive trends from 2023 will continue throughout the year, maintaining an average daily oil production of 11 million barrels per day.
- From 2025, production will grow at a rate of 0.75% per year, reaching 11.5 million barrels per day by 2030. This is an annualized rate of 576.8 million tons per year, which is 7.8% higher than in 2022.

The pessimistic scenario for forecasting oil production is based on the following assumptions:

- In 2023, Russian oil production is expected to decrease by 500 thousand barrels per day, starting on March 1st and continuing until the end of June. However, in July of that year, the global economic crisis is predicted to worsen, causing production to decline even

следующие допущения:

- В 2023 году снижение российской добычи в 500 тыс. барр./сут., начавшееся с 1 марта 2023 года, продолжится до июня 2023 года включительно. Однако в июле 2023 года расширение кризисных явлений в мировой экономике приведет к тому, что добыча начнет сокращаться до уровня 10 млн барр./сут.
- В 2024 году будет выдерживаться среднесуточная добыча нефти на уровне 10 млн барр./сут. Мировая экономика пройдет «дно» кризиса, и санкционное давление не позволит России наращивать добычу и импорт нефти за рубеж.
- Начиная с 2025 года добыча будет расти с темпом 0,7% в год до уровня 10,5 млн барр./сут. к 2030 году. В 2030 году ее объем составит 523,2 млн, что на 2,2% меньше, чем в 2022 году.

Основываясь на описанных выше сценариях добычи нефти, были сделаны прогнозы динамики нефтесервисного рынка, в том числе сегмента ГРП.

ГРП рос стабильнее других сегментов

В 2022 году суммарный объем российского нефтесервисного рынка в рублевом выражении после снижения этого показателя в 2020-2021 годах увеличился по сравнению с предыдущим годом на 12,9% (рис. 1). Это обусловлено:

- физическим ростом сегмента бурения, а также связанных с ним сегментов ГРП, сопровождения бурения, буровых растворов, заканчивания, цементирования и долотного сервиса;
- инфляционными процессами в стране (официальная инфляция в 2022 году равнялась 11,94%. – Прим. авт.).

further to 10 million barrels per day.

- In 2024, it is projected that daily oil production will remain at 10 million barrels per day. Despite the global economy beginning to recover from the crisis, Russia will face sanctions that prevent them from increasing production and exporting oil.
- From 2025 onwards, production is expected to grow at a rate of 0.7% per year, reaching 10.5 million barrels per day by 2030. However, even with this growth, production in 2030 is still predicted to be 2.2% lower than in 2022, with a volume of 523.2 million barrels.

Based on the oil production scenarios described above, forecasts were made for the dynamics of the oil services market, including the hydraulic fracturing segment.

Hydraulic fracturing grew more steadily than other segments

In 2022, the total volume of the Russian oilfield services market in ruble terms after a decrease in this indicator in 2020-2021, increased by 12.9% compared to the previous year (see Figure 1). This is due to:

- physical growth of the drilling segment, as well as related segments of hydraulic fracturing, drilling support, drilling fluids, completions, cementing and bit services;
- inflation processes in the country (official inflation in 2022 was 11.94%. – Approx.).

The average annual growth in the volume of the oil services market in dollar terms from 2006 to 2022 was 3.9%. This resulted in a significant increase in market size, from \$11.02 billion in 2006 to \$20.43 billion in 2022, representing a growth of 85.3%. However, the main factor contributing to the slow growth of the market in

В долларовой выразимости среднегодовой рост объема нефтесервисного рынка в 2006-2022 годах был равен 3,9%. В абсолютных цифрах объем рынка вырос с \$11,02 млрд в 2006 году до \$20,43 млрд в 2022 году, что эквивалентно его увеличению на 85,3%. Основной причиной замедленного роста рынка в долларовой вычислении было снижение курса рубля по отношению к доллару. Так, среднегодовой курс рубля в 2006 году равнялся 27,18 рубля за один доллар, а в 2022 году этот параметр составлял 68,35 руб. за один доллар.

Основными драйверами роста объема нефтесервисного рынка в 2006-2022 годах были следующие сегменты:

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

Наиболее важным драйвером среди перечисленных выше был сегмент бурения, который в 2006-2022 годах претерпел существенные технологические изменения, повлекшие за собой рост его объема в денежном выражении.

В 2006-2019 годах российские нефтегазовые компании рассматривали бурение как основной способ для наращивания добычи нефти, газового конденсата и газа и поэтому старались увеличить объемы проходки в эксплуатационном бурении.

Начиная примерно с 2010 года российские нефтегазовые компании стали внедрять более дорогостоящее и эффективное горизонтальное бурение. В результате в 2022 году доля горизонтальных скважин

в долларовой выразимости была депрессией курса рубля к доллару. Например, среднегодовой курс обмена рубля в 2006 году составил 27,18 рублей за доллар, а в 2022 году он составил 68,35 рублей за доллар.

Основными драйверами роста объема рынка нефтесервисного рынка в 2006-2022 гг. были следующие сегменты:

- бурение на разработку, включая горизонтальное бурение;
- капитальный ремонт;
- боковые стволы;
- гидроразрыв пласта;
- бурение;
- геофизическое логирование скважин.

Самым значимым фактором среди перечисленных выше был сегмент бурения, который за этот период пережил значительные технологические изменения. Это привело к заметному увеличению его денежного объема.

С 2006 по 2019 гг. российские нефтегазовые компании сосредоточились на бурении как основном методе для увеличения производства нефти, газового конденсата и газа. В результате они стремились увеличить объем бурения на разработку.

С 2010 г. российские нефтегазовые компании начали внедрять более дорогостоящие и эффективные технологии горизонтального бурения. К 2022 г. доля горизонтальных скважин в общем числе новых скважин для производства выросла до 60%. В компаниях, таких как Башнефть, Славнефть и Газпром Нефть, этот показатель достиг 90%.

Рост горизонтального бурения в 2010-2022 гг. привнес технологический скачок в сегменты бурения с измерением параметров и логированием во время бурения, бурение жидкостями и услугами по бурению. В 2011-2022 гг. произошло количественное увеличение операций бокового бурения, включая горизонтальное бурение, на 69%.

в общем количестве введенных эксплуатационных скважин достигла 60%. В таких компаниях, как «Башнефть», «Славнефть» и «Газпром нефть» этот показатель находился на уровне примерно в 90%.

Рост горизонтального бурения в 2010-2022 годах вызвал технологический скачок в сегментах MWD и LWD (телеметрии и каротажа во время бурения), буровых растворов и долотного сервиса. В 2011-2022 годах произошло количественное увеличение операций резки боковых, в том числе горизонтальных, стволов на 69%.

Начиная с 2011 года качественные изменения произошли в сегменте ГРП. Примерно с этого времени драйвером роста сегмента ГРП стали дорогостоящие в силу технологической сложности операции многостадийного гидроразрыва пласта. В настоящее время среднее количество стадий МГРП при строительстве ГС превышает 6 ед.

МГРП применяется и при операциях строительства БГС. В этом случае количество стадий находится в диапазоне 3–4 единиц. В России имеются прецеденты проведения вторичных МГРП. Они имеют опытный характер, согласно оценкам отраслевых экспертов, их количество не превышает 250 операций по всей стране. Все большее распространение в последние годы получают при проведении ГРП дорогостоящие управляемые компоновки. Все это обусловило стабильный рост сегмента ГРП даже в 2020-2021 годах, когда суммарный объем нефтесервисного рынка падал.

В 2022 году к ранее обозначенным технологическим драйверам добавились факторы внешней конъюнктуры рынка:

- снижение мирового спроса на нефть, имевшее место уже в начале 2018 года;

In 2011, significant changes have taken place in the hydraulic fracturing industry. The main driver of growth in this segment has become the increasing cost of operations, due to the use of advanced technology and the implementation of multi-stage hydraulic fracturing techniques. Currently, the average number of stages in multi-stage hydraulic fracturing for horizontal wells is over 6 units.

Multi-stage hydraulic fracturing is also used during construction operations of deep gas stations. In this case, the number of stages is in the range of 3–4 units. There are precedents for carrying out secondary multi-stage hydraulic fracturing in Russia. They are experienced in nature, with industry experts estimating that they number less than 250 operations across the country. In recent years, expensive controlled arrangements have become increasingly common during hydraulic fracturing. All this led to the stable growth of the hydraulic fracturing segment even in 2020-2021, when the total volume of the oil services market was falling.

In 2022, factors of external market conditions were added to the previously identified technological drivers:

- There has been a decline in global oil demand since the beginning of 2018;
- The imposition of sanctions by unfriendly countries on the export of Russian oil and petroleum products has had a significant impact on the Russian economy. These sanctions have been put in place as a means of political pressure and have resulted in a decrease in the export of these valuable resources;
- Redistribution of Russian oil export flows in favor of friendly countries, particularly China and India.

Despite facing challenging external

- введение недружественными странами санкций в отношении экспорта российской нефти и нефтепродуктов;
- перераспределение экспортных потоков российской нефти в пользу дружественных стран, в первую очередь Китая и Индии.

Несмотря на неблагоприятные внешние условия, российский нефтесервисный рынок в 2022 году в денежном выражении все-таки вырос. Основным драйвером роста был сегмент бурения, который потянул за собой связанные с ним сегменты ГРП, сопровождения бурения, буровых растворов, заканчивания, цементирования и долотного сервиса.

В 2022 году в число пяти наибольших в денежном выражении сегментов нефтесервисного рынка входили (рис. 2):

- эксплуатационное бурение – 27,4% доли рынка;
- капитальный ремонт скважин – 10,0%;
- ГРП – 12,4%;
- сопровождение бурения – 10,0%;
- зарезка боковых стволов – 8,2%.

В 2022 году в сумме на сегменты эксплуатационного бурения, КРС, сопровождения бурения, ГРП и зарезку боковых стволов приходилось 68,1% от всего объема нефтесервисного рынка России.

ГРП будет расти быстрее многих других сегментов

В связи с остающейся высокой степенью неопределенности будущей ситуации на российском нефтесервисном рынке представленный ниже прогноз основан на трех сценариях нефтедобычи: оптимистическом, базовом и пессимистическом.

В этих сценариях различные значения имеют объемы ввода скважин

conditions, the Russian oilfield services market experienced growth in monetary terms in 2022. This growth was primarily driven by the drilling segment, which also positively impacted associated segments such as hydraulic fracturing, drilling support, drilling fluids, completions, cementing, and bit services.

In 2022, the five largest segments of the oilfield services market in monetary terms included (see Figure 2):

- Production drilling holds a significant market share of 27.4%;
- major workover – 10.0%;
- 1. hydrolic fracturing – 12.4%;
- drilling suooort – 10.0%;
- sidetracking – 8.2%.

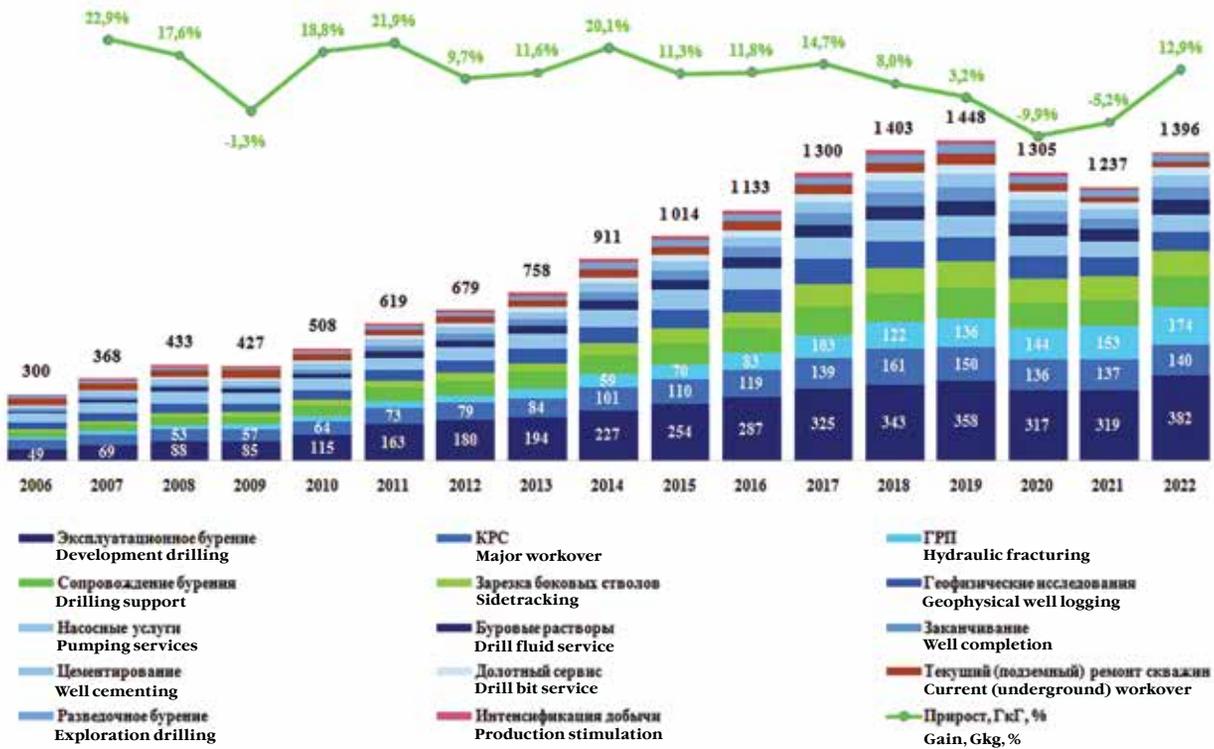
In 2022, the total segments of production drilling, workover, drilling support, hydraulic fracturing and sidetracking accounted for 68.1% of the total volume of the Russian oilfield services market.

Hydraulic fracturing will grow faster than many other segments

Due to the remaining high degree of uncertainty about the future situation in the Russian oilfield services market, the forecast presented below is based on three oil production scenarios: optimistic, baseline and pessimistic.

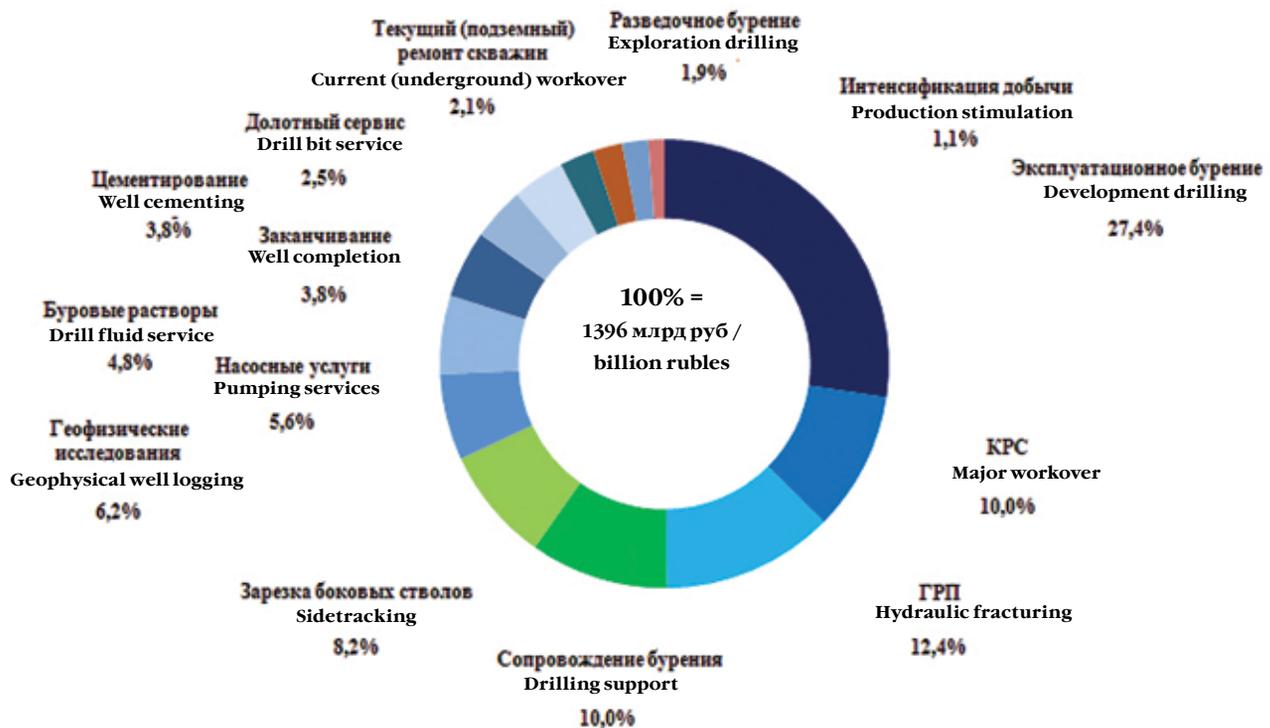
In these scenarios, the volume of well commissioning at new fields, exploration drilling, and the number of hydraulic fracturing stages (including multi-stage hydraulic fracturing) during well commissioning have different implications. These scenarios consider variations in segments such as drilling support, logging, pumping services, drilling fluids, primary and secondary cementing, well maintenance, and bit services.

Monetary estimates of the volumes of market segments in forecast scenarios



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 1 – Динамика объема нефтесервисного рынка в 2006-2022 годах, млрд руб.
Figure 1 – Dynamics of the volume of the oil services market in 2006-2022, billion rubles



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 2 – Доли отдельных сегментов нефтесервисного рынка в 2022 году, %
Figure 2 – Shares of individual segments of the oilfield services market in 2022, %

на новых месторождениях, разведочное бурение, а также число ГРП (включая МГРП) при вводе скважин. В сценариях учтены различия в таких сегментах, как сопровождение бурения, ГИС, насосные услуги, буровые растворы, первичное и вторичное цементирование, текущий ремонт скважин и долотный сервис.

Денежные оценки объемов сегментов рынка в прогнозных сценариях учитывают как физическую динамику тех или иных операций, так и прогнозные стоимости соответствующих услуг, выраженные в номинальных рублях.

В базовом сценарии, представленном на рис. 3, увеличение объема нефтесервисного рынка на 3,7% произойдет уже в 2023 году – основным драйвером роста станет сегмент эксплуатационного бурения и технологически связанные с ним сегменты, такие как, например, сегмент сопровождения бурения. К 2030 году суммарный объем нефтесервисного рынка в номинальных рублях возрастет на 80% и составит 2513 млрд руб.

В рамках этого сценария в 2030 году пятерка крупнейших сегментов выглядит следующим образом:

- эксплуатационное бурение – 28,0%;
- ГРП – 19,5%;
- сопровождение бурения – 10,1%;
- КРС – 7,8%;
- зарезка боковых стволов – 6,4%.

Суммарная доля перечисленных сегментов в 2030 году составит 71,7%.

Опережающий рост сегмента ГРП явится следствием следующих факторов: роста операций МГРП при возрастании числа ввода горизонтальных скважин, а также увеличения средней стадийности МГРП. Сегмент сопровождения бурения увеличится за счет роста ввода горизонтальных скважин и применения при этом сложных и дорогих операций

take into account both the physical dynamics of certain operations and the forecast costs of the corresponding services, expressed in nominal rubles.

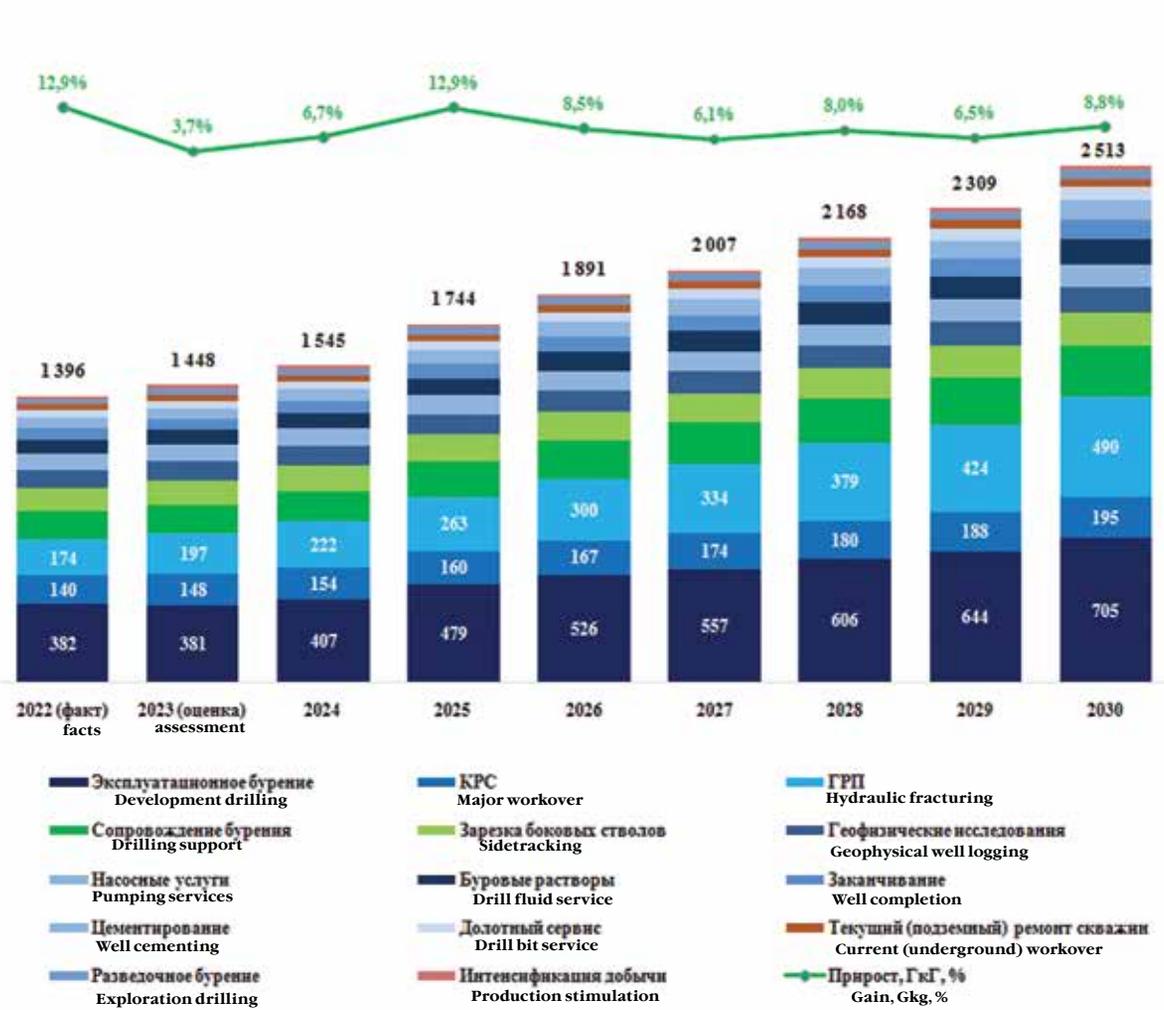
In the base scenario presented in Figure 3, it is projected that the oil services market will experience a 3.7% increase in volume in 2023. This growth will primarily be driven by the production drilling segment and other technologically related segments, such as the drilling support segment. By 2030, the total volume of the oil services market is expected to reach 2,513 billion rubles, representing an 80% increase in nominal rubles.

Under this scenario, the top five segments in 2030 are as follows:

- production drilling – 28,0%;
- hydrolic fracturing – 19,5%;
- drilling support – 10,1%;
- majjor workover – 7,8%;
- sidetracking – 6,4%.

The total share of the listed segments in 2030 will be 71.7%.

The rapid expansion of the hydraulic fracturing industry can be attributed to several key factors. Firstly, there has been a significant rise in the number of multi-stage hydraulic fracturing operations, particularly with the commissioning of more horizontal wells. Additionally, there has been an increase in the average number of stages used in these multi-stage hydraulic fracturing operations. Furthermore, the drilling support segment is also experiencing growth, driven by the increased use of complex and costly MWD/LWD operations in the commissioning of horizontal wells. Finally, the sidetracking segment is also on the rise, as there has been an increase in the proportion of complex horizontal laterals being commissioned.



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 3 – Прогнозная динамика объема нефтесервисного рынка в 2023-2030 годах, базовый сценарий, млрд руб.
Figure 3 – Forecast dynamics of the volume of the oil services market in 2023-2030, base scenario, billion rubles

MWD/LWD. Сегмент ЗБС возрастет вследствие увеличения доли ввода сложных боковых горизонтальных стволов.

Чем характеризуется рынок ГРП

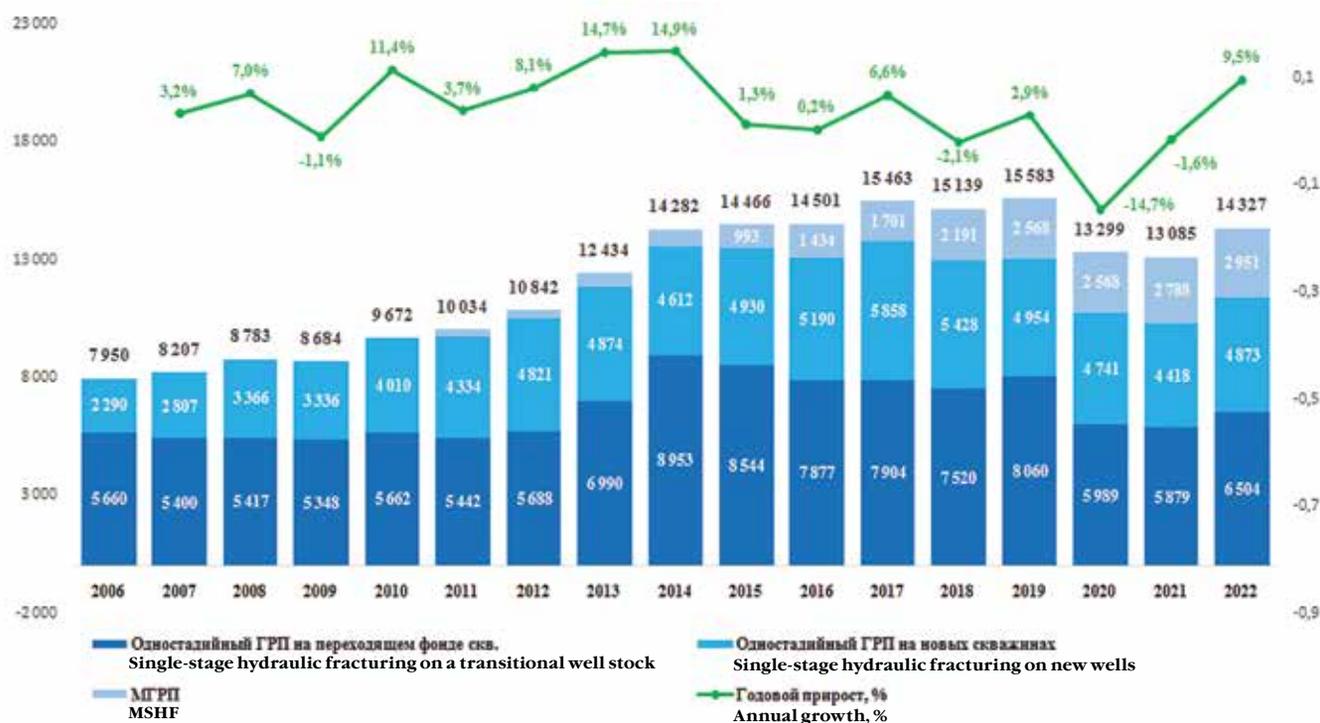
Сложившаяся в настоящее время ситуация на рынке ГРП определяется следующими факторами:

- увеличением объема ввода в эксплуатацию новых скважин;
- возрастанием объемов горизонтального бурения;
- ростом применения одностадийных ГРП при вводе новых скважин, в том числе наклонно-направленных скважин;

What characterizes the hydraulic fracturing market?

The current situation in the hydraulic fracturing market is determined by the following factors:

- increasing the volume of new wells commissioned;
- horizontal drilling volumes are on the rise;
- growing use of single-stage hydraulic fracturing when commissioning new wells, including directional wells;
- a drop in well flow rates due to the transition of fields to later stages of exploitation, mainly in traditional oil production regions: Western Siberia and the Volga-Urals;



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 4 – Совокупное количество операций ГРП в 2006-2022 годах, ед.
Figure 4 – Cumulative number of hydraulic fracturing operations in 2006-2022, units

- падением дебитов скважин из-за перехода месторождений на поздние стадии эксплуатации, преимущественно в традиционных регионах нефтедобычи: Западная Сибирь и Волга-Урал;
- стремительным развитием технологии горизонтального бурения как на новых, так и на зрелых месторождениях;
- высокой степенью неопределенности в объемах инвестиций у добычных компаний в связи с геополитическими событиями и санкциями со стороны стран Запада.

В условиях положительной динамики рынка одностадийных операций ГРП в 2021-2022 годах рынок операций многостадийных ГРП (МГРП) также продемонстрировал устойчивый рост на 5,8%. Этому способствовал рост введения в эксплуатацию горизонтальных скважин на 15,9%, до 4,4 тыс. ед., а также увеличение количества операций по зарезке

- rapid development of horizontal drilling technology in both new and mature fields.
 - high degree of uncertainty in the volume of investments from mining companies, due to geopolitical events and sanctions from Western countries.
- In the context of positive dynamics of the market for single-stage hydraulic fracturing operations in 2021-2022, the market for multi-stage hydraulic fracturing operations (MSHF) also showed steady growth of 5.8%. This was facilitated by an increase in the commissioning of horizontal wells by 15.9% to 4.4 thousand units, as well as an increase in the number of sidetracking operations by 15% to 2.6 thousand units.

Thus, after the market “drawdown” in 2020-2021, 2022 resumed its upward trend – the hydraulic fracturing market grew by 9.5% to 14,327 operations (see Figure 4). In 2022, the leadership in the hydraulic fracturing market



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 5 – Рынок операций ГРП в денежном выражении в 2006-2022 годах, млрд руб.
Figure 5 – Market for hydraulic fracturing operations in monetary terms in 2006-2022, billion rubles

боковых горизонтальных стволов на 15%, до 2,6 тыс. ед.

Таким образом, после «просадки» рынка в 2020-2021 годах 2022 год возобновил восходящий тренд – рынок ГРП вырос на 9,5%, до 14 327 операций (рис. 4). В 2022 году лидерство на рынке ГРП сохранилось за сегментом одностадийных операций ГРП на переходящем фонде скважин, которые составили 45,4%.

Основными драйверами развития рынка ГРП в настоящее время остаются:

- динамика ввода новых эксплуатационных скважин;
- динамика количества вводимых горизонтальных скважин;
- увеличение доли зарезки боковых горизонтальных стволов;
- падение дебитов эксплуатируемых скважин на зрелых месторождениях;
- снижение доли «стопов» при проведении операций ГРП.

Негативным технологическим фактором развития рынка остается

remained in the segment of single-stage hydraulic fracturing operations on the transitional well stock, which amounted to 45.4%.

The primary factors driving the growth of the hydraulic fracturing market currently are:

- dynamics of commissioning of new production wells;
- dynamics of the number of commissioned horizontal wells;
- increasing the share of horizontal sidetracking;
- drop in production rates of operating wells in mature fields;
- reducing the share of “stops” during hydraulic fracturing operations..

A negative technological factor in market development remains the reduction in the number of candidate wells for repeated hydraulic fracturing.

In 2022, the total volume of the hydraulic fracturing market in monetary terms repeated its dynamics in physical terms – it grew by 13.7% and

снижение числа скважин-кандидатов для повторного ГРП.

В 2022 году суммарный объем рынка ГРП в денежном выражении повторил его динамику в физическом выражении – он вырос на 13,7%, и достиг уровня 173,7 млрд руб. (рис. 5). Это обусловлено увеличением количества операций во всех сегментах рынков.

Сегмент МГРП в 2022 году возрос до 52,0% от всего суммарного объема рынка ГРП в денежном выражении, что эквивалентно 90,3 млрд руб.

В сегменте МГРП возросла средневзвешенная стоимость операции вследствие увеличения количества многостадийных (более 10 стадий) и объемных (свыше 100 т пропанта) операций.

В 2006-2022 годах рынок одностадийного ГРП в денежном выражении в целом демонстрировал рост со среднегодовым темпом на 12,5%. Наибольший прирост наблюдался в 2014 году – 27% по отношению к предыдущему году, что связано с ростом числа операций, а также стоимости нефтесервисных услуг, в том числе из-за девальвации рубля. В 2022 году в денежном выражении рынок одностадийного ГРП оценивался в 83,4 млрд руб.

В течение 2011-2022 годов объем рынка МГРП в денежном выражении увеличивался со среднегодовым темпом 33,1%, до уровня в 90,3 млрд руб. Однако в 2020 году на нем отмечался кратковременный спад вследствие активной проработки компаниями-заказчиками путей оптимизации и снижения затрат на проведение данного вида операций.

Что же дальше?

В базовом сценарии в 2023-2030 годах среднегодовой темп роста суммарного рынка операций ГРП в денежном

reached the level of 173.7 billion rubles. (see Figure 5). This is due to an increase in the number of transactions in all market segments.

The multistage hydraulic fracturing segment in 2022 increased to 52.0% of the total volume of the hydraulic fracturing market in monetary terms, which is equivalent to RUB 90.3 billion.

In the multi-stage hydraulic fracturing segment, the weighted average cost of an operation has increased due to an increase in the number of multi-stage (more than 10 stages) and volumetric (over 100 tons of proppant) operations.

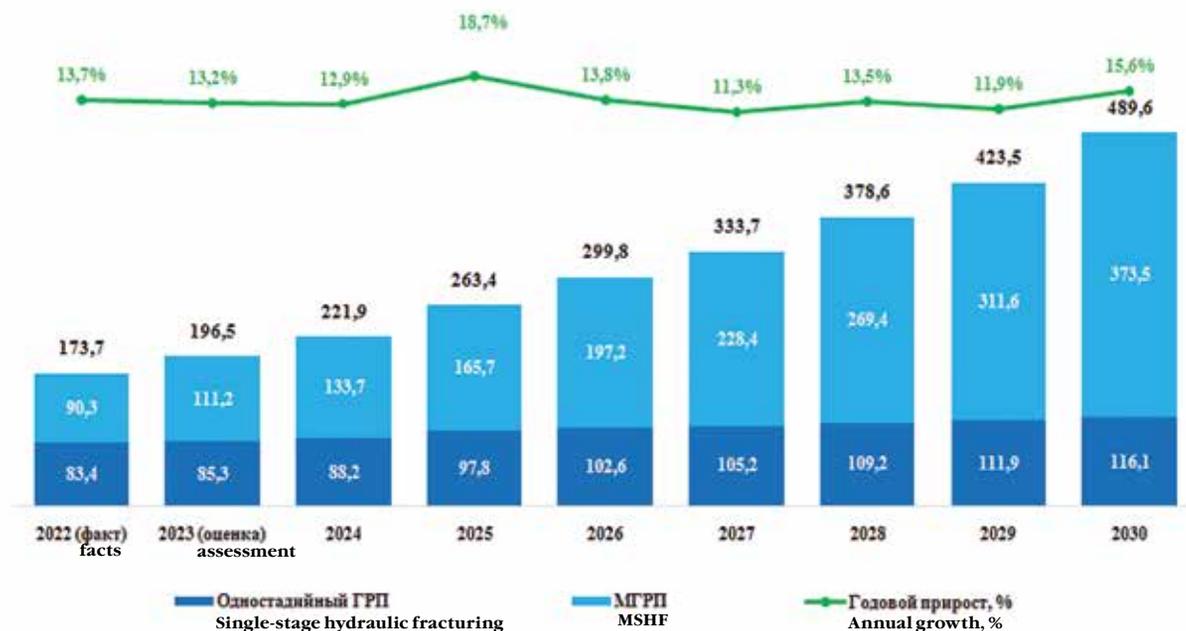
In the period of 2006-2022, the single-stage hydraulic fracturing market experienced a steady growth in monetary terms, with an average annual rate of 12.5%. The most significant increase was seen in 2014, with a 27% rise compared to the previous year. This can be attributed to the rise in the number of operations and the cost of oilfield services, which was influenced by the devaluation of the ruble. As of 2022, the single-stage hydraulic fracturing market was estimated to be worth 83.4 billion rubles.

During 2011-2022 The volume of the multi-stage hydraulic fracturing market in monetary terms increased at an average annual rate of 33.1% to a level of 90.3 billion rubles. However, in 2020 there was a short-term decline due to customer companies actively exploring ways to optimize and reduce costs for this type of operation.

What's next?

In the base scenario in 2023-2030, the average annual growth rate of the total market for hydraulic fracturing operations in monetary terms will be 13.8% and by 2030 will amount to 489.6 billion rubles. (see Figure 6).

The primary factor driving growth in the hydraulic fracturing market will be



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 6 – Прогноз рынка ГРП в 2023-2030 годах, базовый сценарий, млрд руб.

Figure 6 – Forecast of the hydraulic fracturing market in 2023-2030, base scenario, billion rubles

выражении составит 13,8% и к 2030 году достигнет планки 489,6 млрд руб. (рис. 6).

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже в 2022 году превзошел одностадийные операции ГРП в совокупном объеме рынка ГРП в денежном выражении, его доля в 2022 году составила 52,0%, а к 2030 году она возрастет до 76%. Это обусловлено как ростом технологической сложности, так и себестоимости операций, несмотря на стремление ВИНК оптимизировать затраты на данные операции.

В оптимистическом сценарии суммарный рынок операций ГРП в денежном выражении в период 2023-2030 годов будет расти со среднегодовым темпом роста на 14,7%, достигнув объема в 519,7 млрд руб. в 2030 году.

В негативном сценарии в 2023-2030 годах среднегодовой темп роста суммарного рынка операций ГРП в денежном выражении составит 12,1% и к 2030 году достигнет планки 432,8 млрд руб. ©

the multi-stage segment. In 2022, this segment is projected to surpass single-stage operations in terms of total market volume and monetary value. Its share is expected to reach 52.0% in 2022 and is forecasted to increase to 76% by 2030. This can be attributed to the growing technological complexity and cost of operations, despite efforts by vertically integrated oil companies to optimize costs.

In the optimistic scenario, the total market for hydraulic fracturing operations is expected to experience significant growth in the period of 2023-2030, with an average annual growth rate of 14.7%. This growth is projected to result in a total market volume of 519.7 billion rubles by 2030.

In the worst-case scenario between 2023 and 2030, the total market for hydraulic fracturing operations is projected to experience an average annual growth rate of 12.1% in terms of monetary value, reaching a total of 432.8 billion rubles by 2030. ©

В авангарде – ГРП

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

Конференция состоялась 16-17 ноября 2023 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами мероприятия традиционно выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Генеральным спонсором мероприятия являлась Группа ФИД. Спонсорскую поддержку оказали также ООО «Технологическая компания Шлюмберже» (официальный спонсор), СЗАО «ФИДМАШ» и ООО «Пакер Сервис» (спонсоры).

Партнером конференции стал Центр мирового уровня РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

В качестве генерального информационного партнера выступил научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП».

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум,

главное событие в календаре российского отделения ИСОТА. Мероприятие ежегодно собирает свою целевую аудиторию – представителей нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний.

Проблематика конференции неизменно фокусируется на таких темах, как:

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

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ИСОТА.

для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

В 24-й встрече приняли участие 115 делегатов из различных регионов Российской Федерации, а также из Китайской Народной Республики и Республики Беларусь.

Слушатели конференции представляли 54 структуры: Группа ФИД, ООО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «Газпром-подземремонт Уренгой», ООО «Пакер Сервис», ООО «ИНК», ООО «ИНК-ТКРС», ПАО «ТМК», ПАО «Татнефть», ООО «ТАГРАС-РС», ООО «ЛениногорскРемСервис», ООО «КРС-Сервис», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «Сюльдюкар геологоразведка», ООО «Технологическая компания Шлюмберже», АО «РНГ», ООО «Симойл», ООО «ФракДжет-Волга», ООО «Салым Петролеум Девелопмент», ООО «ВETERАН», ООО «Альянс Сервис», ПАО «НОВАТЭК», ООО «Койл-Сервис», ООО «Везерфорд», РУП «ПО «Белоруснефть», ООО «РусВеллГруп – Технологические партнерства», ООО «ГИС Нефтесервис», ООО «Южэнерджи», ООО «Комгаз», ООО «Нефтегазтехнология», СЗАО «ФИДМАШ», ООО «Джерри-Нефтегазовое оборудование», ООО «ЭСТМ», ООО «ШИНДА ТЮБИНГ СОЛЮШНС», ООО «Химпром», ООО «Стар Тюбинг», ООО «РостЭКтехнологии», ООО «Вилерен», ООО «Вайсрусланд» и др.

Конференцию открыл председатель российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным

С каждым годом в программе увеличивается доля информации по ГРП – основному драйверу добычи в мире в целом и в Российской Федерации в частности.

работам (ICoTA-Россия), технический директор Департамента внутрискважинных работ ООО «Технологическая компания Шлюмберже», к. т. н. **Константин Бурдин**. Он отметил, что «с каждым годом в программе увеличивается

доля информации по ГРП – основному драйверу добычи в мире в целом и в Российской Федерации в частности».



Александр Линевиц



Первый заместитель директора – начальник управления главного конструктора Группы ФИД **Александр Линеви́ч** в своем приветственном слове обратил внимание на то, что Группа ФИД – не только генеральный спонсор конференции, но и ее активный участник. «Наша ежегодная конференция не только дает толчок развитию оборудования и технологий и ключ к решению насущных задач, но и обозначает задачи, которые опережают время. Темы, которые мы обсуждаем несколько последних лет (увеличение диаметра ГНКТ, увеличение тягового усилия инжектора), были определены и обсуждались на этой конференции еще в начале 2000-х, когда была разработана и представлена колтюбинговая установка М40 с тяговым усилием инжектора 45 т, опередившая свое время. Уже двадцать лет назад она была готова выполнять сложные операции, но не был готов инструмент, способный работать с ней, вследствие чего тема колтюбингового бурения тогда не получила развития. Но сегодня эта тема возрождается, и многие компании уже оснастились колтюбинговыми установками тяжелого класса и используют сложные компоновки низа бурильной колонны. Такое оборудование Группа ФИД тоже начала производить еще в начале 2000-х. В процессе конференции происходит обобщение опыта и обмен идеями, постановка новых задач и поиск их решений – все это позволяет нам всем вместе двигаться вперед», – сказал А. Линеви́ч.

С приветственным словом обратились к участникам конференции также заместитель генерального директора по развитию

службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис» **Алексей Байрамов**, заместитель генерального директора по развитию международных продаж СЗАО «ФИДМАШ» **Виктор Ерченко**, профессор, д. т. н., в. н. с. ОНЦМУ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» **Люция Давлетшина**, председатель программного комитета «Российский нефтегазовый технический конгресс»,



директор Московской секции общества инженеров нефтегазовой промышленности **Антон Аблаев**, главный редактор научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» **Галина Булька**.

Программа 24-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» включала шесть секций, вместивших 31 доклад.

Первую секцию открыл стратегический доклад ведущего аналитика компании RPI, к. т. н **Вадима Кравца «Российский рынок гидроразрыва пласта: текущее состояние и сценарии его развития до 2030 года»**. В связи с



Вадим Кравец

большой волатильностью нынешнего нефтесервисного рынка делать прогнозы его развития в современных условиях достаточно сложно и рискованно. Однако команда RPI поставила целью детально смоделировать три основных сценария развития российской нефтедобычи и отдельных сегментов нефтесервисного рынка в зависимости от ограничений объемов добычи, обусловленных различным сочетанием внешних условий: оптимистический, нейтральный (базовый) и пессимистический.

Базовый сценарий основан на том, что в 2024 году продолжится снижение добычи нефти, что связано с санкционными ограничениями, недостаточно организованной логистикой и другими проблемами. Но к 2030 году при благоприятных обстоятельствах добыча нефти вырастет до 550 млн тонн в год за счет двух ключевых факторов: ввода в эксплуатацию новых месторождений и сдерживания

Опережающий рост сегмента ГРП явится следствием следующих факторов: роста операций МГРП при возрастании числа ввода горизонтальных скважин, а также увеличения средней стадийности МГРП.

падения объема добычи в традиционных регионах. В базовом сценарии Россия продолжает успешно справляться с западными санкциями, увеличивая поставки нефти в дружеские и нейтральные страны, что благоприятно сказывается на нефтяном и нефтесервисном рынках.

Объем нефтесервисного рынка коррелирует с объемом добычи нефти и конденсата. В 2022 году наиболее крупными сегментами нефтесервисного рынка являлись: эксплуатационное бурение, КРС и ГРП. Высокая доля ГРП была обусловлена повсеместным проведением МГРП при вводе новых скважин в эксплуатацию.

К 2030 году суммарный объем нефтесервисного рынка в номинальных рублях возрастет на 80% и составит 2513 млрд руб. Основным драйвером роста станет сегмент эксплуатационного бурения и технологически связанные с ним сегменты, такие как сегмент

сопровождения бурения.

На второе место выйдет сегмент ГРП, у которого имеются очень эффективные драйверы. Опережающий рост сегмента ГРП явится следствием следующих факторов: роста операций МГРП при возрастании числа ввода горизонтальных скважин, а также

увеличения средней стадийности МГРП.

Сложившаяся в настоящее время ситуация на рынке ГРП определяется следующими факторами:

- увеличением объема ввода в эксплуатацию новых скважин;
- увеличением объемов

- горизонтального бурения;
- ростом применения одностадийных ГРП при вводе новых скважин, в т. ч. наклонно-направленных скважин;
- падением дебитов скважин из-за перехода месторождений на поздние стадии эксплуатации, преимущественно в традиционных регионах нефтедобычи: Западная Сибирь и Волга-Урал;
- стремительным развитием технологии горизонтального бурения как на новых, так и на зрелых месторождениях.

После 2025 года тенденция снижения числа операций одностадийного ГРП охватит как переходящий фонд скважин, так и вновь вводимые скважины. Однако рост объема рынка одностадийного ГРП в денежном выражении будет обусловлен увеличением стоимости операций, в основном из-за инфляционных явлений.

В 2022 году суммарный объем рынка ГРП в денежном выражении повторил динамику рынка в физическом (рост на 13,7%) и достиг уровня 173,7 млрд руб. Это обусловлено в первую очередь увеличением количества операций во всех сегментах рынков. К этому времени сложилась следующая структура по стадийности МГРП: 76% – доля ГРП 3–7 стадий; 20% – 8–13 стадий; около 4% – число стадий больше 13. Данная структура имеет тенденцию к увеличению в части МГРП с 8–13 стадиями.

Сегмент МГРП в 2022 году вырос до 52,0% от всего суммарного объема рынка ГРП в денежном выражении, что эквивалентно 90,3 млрд руб. В сегменте МГРП возросла средневзвешенная

стоимость операции вследствие увеличения количества многостадийных (более 10 стадий) и объемных (свыше 100 т пропанта) операций, несмотря на стремление ВИНК оптимизировать затраты за счет, например, использования гибридных МГРП, МГРП с

использованием воды из системы поддержания пластового давления в качестве жидкости для закачки в пласт и др. К 2030 году объем операций МГРП в

денежном выражении достигнет 76% от суммарного объема рынка ГРП. Операции МГРП составят около 40% всех видов операций ГРП. Увеличению объема рынка МГРП в 2023–2030 годах будет способствовать как рост числа операций, так и их технологическое усложнение (увеличение среднего числа стадий). Рост числа операций МГРП будет происходить во всех нефтедобывающих регионах. Суммарный рост числа операций в год составит от нынешнего примерно 3000 операций до 7500 операций к 2030 году вследствие как роста горизонтального бурения, так и технологического усложнения самого ГРП.

К 2030 году сегмент ГРП достигнет 489 млрд руб., и те сервисные компании, которые работают на этом рынке, получат большие возможности для инвестиционного роста и технологического развития.

Колтубинг: стратегия

Главный фокус большинства выступлений был традиционно направлен на прогрессивные технологии, представление которых прошло под эгидой инженерного сообщества ICoTA-Россия. Портфель

Рост числа операций МГРП будет происходить во всех нефтедобывающих регионах.



Константин Бурдин

докладов конференции всецело соответствовал ее названию: колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы.

Современные тренды в технологиях ГНКТ

на обширном материале проследил к. т. н., председатель ICoTA-Россия **Константин Бурдин**. Презентация включала следующие тематические блоки:

- история;
- развитие рынка ГНКТ;
- вызовы;
- технологии;
- что дальше.

Было рассказано о предшественнике современного колтюбинга – проекте P.L.U.T.O. (Pipe Lines Under The Ocean). Во время Второй мировой войны была спроектирована ГНКТ для перекачки топлива под водой через Ла-Манш.

Сильный скачок развития ГНКТ произошел в 60-70 годы прошлого века, но в то время диаметр колтюбинга был 3/4 дюйма, 1 дюйм, максимум – 1,25 дюйма. Важнейшую роль в развитии технологии сыграла эволюция конструкции гибкой трубы.

Важнейшую роль в развитии технологии сыграла эволюция конструкции гибкой трубы.

В проекте P.L.U.T.O. применялись трубы диаметром 4,5 дюйма. Позже перешли на малый диаметр, поскольку не получалось изготовить долговечный колтюбинг желаемого диаметра. Только к 80-м годам прошлого века, когда появилась технология термоотпуска и, соответственно, низкоуглеродная сталь, научились производить трубы, способные выдерживать большое число спуско-подъемных операций. Все, что использовалось ранее, ограничивалось 10–15 СПО. Именно в 80-е годы появился самый типовой в мире диаметр ГНКТ – 1,5 дюйма

(38,1 мм) и наметился тренд на увеличение диаметра – снова вплоть до 4,5 дюйма. Появление качественной стали позволило колтюбинговым технологиям стать экономически оправданными. Поэтому важнейший вопрос – это

прочность и надежность трубы.

Рынок колтюбинга напрямую зависит от цены на нефть. Как только цена на нефть падает, заказчик начинает считать, что этот сервис дорогой, и тут же снижается количество установок.

Сегодня в мире действует около 1800 колтюбинговых установок. В России вместе со странами СНГ в 2023 году работали 275 установок, при этом непосредственно в РФ –

В России вместе со странами СНГ в 2023 году работали 275 установок, при этом непосредственно в РФ – порядка 170 установок.

порядка 170 установок. Отрадно, что за два постпандемийных года на отечественном рынке прибавилось примерно 20 установок.

Большинство из них стоят на вооружении вертикально-интегрированных компаний, в частности «Газпрома» и «Сургутнефтегаза», занимающих третью часть рынка ГНКТ. Другие крупные игроки этого открытого высокосегментированного рынка – компании «ФракДжет-Волга», «Пакер-Сервис», «ВETERАН», «МеКаМинелфт» – имеют больше десяти установок каждая и предлагают широкий спектр услуг.

Остальные компании имеют одну-две установки и оперируют ими в своем регионе, как правило, локализованно. Перечень их услуг также ограничен. Вообще, уникальных суперработ с использованием ГНКТ в России производится немного.

Если говорить о применении, то ГНКТ следует за ГРП. Три основных вида применения ГНКТ в РФ – это промывки, освоение и фрезерование после многостадийного ГРП (32,1% всех работ). Также востребованы:

- закачки:
 - азот (N₂);
 - жидкость глушения;
 - кислотная стимуляция;
 - цементирование;
 - ингибиторы.
- Доставка инструмента:
 - фрезерование после МГРП (30% всех работ);
 - активация портов МГРП;
 - ловильные работы;
 - перфорация;
 - ГФИ;
 - пакеры;
 - бурение.

Значительная доля рынка принадлежит геофизическим

исследованиям скважин (9,7%), особенно на Ямале и в Восточной Сибири. Доля кислотных обработок в карбонатных коллекторах в Восточной Сибири также высока – 9,5%. Остальные виды сервиса (перфорация, управление муфтами, активация портов ГРП, цементаж) занимают по 2–3% рынка, не более. Бурение с ГНКТ осуществляют всего две компании: «ФракДжет-Волга» и «Сургутнефтегаз», поскольку КРС и ЗБС пока обходятся значительно дешевле. Технологию Plug & Perf предлагают только несколько компаний, поскольку пласты здесь не такие, как в Северной Америке, где эта технология востребована.

Три основных вида применения ГНКТ в РФ – это промывки, освоение и фрезерование после многостадийного ГРП.

Перфорация на койле тоже практически не присутствует. То есть большинство работ, которые в мире стали рутинными, в Российской Федерации не сильно

широко представлены.

Константин Бурдин сформулировал векторы развития отрасли:

- общая длина скважин увеличивается до 15 км;
- растет отход от вертикали, уже есть скважина 14 129 м (Exxon Neftegas Ltd., проект «Сахалин-1») и 14 300 м в Саудовской Аравии;
- увеличивается глубина по

Бурение с ГНКТ осуществляют всего две компании, поскольку КРС и ЗБС пока обходятся значительно дешевле.

вертикали, рекорд – 12 262 м (Кольская сверхглубокая скважина).

Сегодня заказчики уже обсуждают возможности обслуживания скважин с длиной горизонтального ствола 15 км. Специалисты

пытаются определить, чем можно ответить на такие запросы.

Попытались рассчитать под подобные

задачи колтюбинг, но оказалось, что у ГНКТ много технических ограничений.

В частности, вызовы для ГНКТ:

- длина ГНКТ, вместимость барабана, вес;
- грузоподъемность инжектора;
- прочностные характеристики самой трубы;
- высокие давления, высокие температуры;
- обеспечение нагрузки на забой.

Новейшая колтюбинговая установка от NOV оснащена узлом намотки 6400 м с ГНКТ диаметром 2 7/8 дюйма (68,58 мм), но эти характеристики не перекрывают даже половины потребностей, очерченных выше.

Однако для МГРП, как и для скважин с отходом от вертикали порядка 2000 м, такая установка может успешно применяться.

Стандартный барабан HR 4122 рассчитан на двухдюймовую трубу, максимальная длина которой 7400 м. Офшорный барабан DID CT Reel способен вместить

21 500 м ГНКТ диаметром 2 дюйма, что в принципе закрывает проблемы. То есть барабаны уже есть, но они, как правило, офшорные, потому что габарит такого барабана по высоте составляет 5,8 м, а вес достигает 50 т. Понятно, что такой барабан невозможно перевозить по дорогам общего пользования.

Появившиеся узлы намотки повышенной вместимости по сути представляют собой три барабана, размещенные в длину. Условно их можно перевозить на трале, но тут есть вопрос в радиусе изгиба. На

Сегодня заказчики уже обсуждают возможности обслуживания скважин с длиной горизонтального ствола 15 км.

Узлы намотки повышенной вместимости по сути представляют собой три барабана, размещенные в длину.

такую катушку может быть намотана ГНКТ длиной 9 км, что соответствует задачам, которые ставит заказчик.

Константин Бурдин рассказал о гибридных буровых установках ГНКТ. Своего рода «Тесла» в мире колтюбинга – установка Xtreme CT (Xtreme drilling). Ее характеристики:

- двойной электромотор инжектора – 45 т, общее тяговое усилие – 90 тонн;
- больше на 50% (порядка 900 м) дохождение ГНКТ в сравнении с ГНКТ 50,8 мм (2 дюйма);
- установки ГНКТ с подъемной рамой, нет затрат на крановые операции;
- ГНКТ диаметром 66,7 мм (2 5/8 дюйма), увеличенные расходы жидкости при сниженных циркуляционных давлениях;
- улучшенные показатели управляемости нагрузками (фрезерования 12,0 мин/пробка);
- доказанная эффективность применения на +1550 скважин и +15 ММ м;
- запатентованное ПО – X-mill, X-Drill, X-Tag, Chemical Sweep Tracking, Obstruction Notification;
- +18 м лубрикаторов для размещения КНК (не требует монтажа);
- единственный подрядчик,

способный вместить 9650 м x 60,3 мм и 8200 м x 66,7 мм.

Пока таких установок в мире насчитывается всего с десяток, и

работают они, увы, не в России.

Следующий вызов после диаметра барабана и грузоподъемности инжектора – прочность самой трубы. Одно из решений – комбинированная ГНКТ, у которой в верхней части толщина стенки больше, чем в нижней. Докладчик представил

график для ГНКТ с переменной толщиной стенки, способной работать на 50% максимально допустимого стресса. Однако для задач на 8–9 км данная ГНКТ уже неприменима.

Ведущие производители делают ставку на специальную закалку трубы. Пример – технология Duracoil у компании Global Tubing. Классы закалки и отпуска в настоящее время являются объектами для улучшения:

- предельно допустимых нагрузок;
- устойчивости к усталости при высоком давлении;
- коррозионной стойкости.

Высокопрочные ГНКТ применяются практически исключительно при разработке горизонтальных скважин.

В перспективе, очевидно, будут разработаны новые стальные сплавы. Потребность в этом есть, поскольку

Ведущие производители делают ставку на специальную закалку трубы.

стандарт используемой ныне стали ГНКТ четко регламентирован с 80-х годов прошлого века.

Следующий рассмотренный вопрос – винтовое запираение (синусоидальный или спиралевидный изгиб), которое возникает на определенном этапе, когда ГНКТ заходит в глубину.

Глубина, на которую ГНКТ может быть спущена в ствол горизонтальной скважины, определяется расчетом с учетом коэффициента трения. Доказано экспериментально и подтверждено на практике, что ГНКТ может проникнуть дальше, даже если нагрузка для синусоидального скручивания превышена. Предельная

максимальная глубина достигается, когда усилие на ГНКТ на поверхности не может превзойти силу трения «скрученной» ГНКТ и стенок ствола скважины. Эта ситуация называется винтовым запираением.

Противостоять винтовому запираению способны методы достижения забоя с ГНКТ. А именно:

- специальный дизайн ГНКТ плюс увеличение диаметра;
- архимедова сила (заполнение трубы легким раствором или закачка тяжелого);
- закачка понизителя трения «металл – металл»;
- применение агитатора, что дает 200–300 дополнительных метров;
- использование выпрямителя (минус этого метода – значительное сокращение жизни трубы);
- скважинный трактор.

Скважинные трактора могут быть как колесные, так и более прогрессивные, шагающие, как, к примеру, WWT-трактор.

Но максимум, который могут тянуть трактора, – это 20 000 фунтов, или 10 тонн. Имеется положительный

опыт работы с тракторами на скважинах протяженностью шесть-семь километров, но для восьмикilометровой скважины такого трактора уже недостаточно.

Константин Бурдин подробно рассказал о том, как решались «Технологической компанией Шлюмберже» сложные вопросы с использованием скважинных тракторов. В 2005 году на месторождении Чайво (Сахалин) нужно было осуществить промывку десятикилометровой скважины с гидравлическим шагающим трактором. Барабан на скважину завозили тремя частями,

Следующий рассмотренный вопрос – винтовое запираение, которое возникает на определенном этапе, когда ГНКТ заходит в глубину.

стыковка которых была осуществлена сваркой непосредственно на месторождении. ГНКТ (60,3 мм) наматывали на этот сборный барабан, с него же производили СПО. Трактор запустился примерно с семи километров, и он тянул практически до забоя. До 2021 года это был мировой рекорд в работе с ГНКТ.

На месторождении им. Ю. Корчагина компанией «ЛУКОЙЛ» ставилась задача пройти до 5800 м с промывкой. Использовался шагающий трактор.

Ввиду большого количества отложений в скважине с трактором вести промывку оказалось очень сложно (3300–3700 м – спуск ГНКТ без трактора благодаря закачке понизителя трения; 5100 м – повышенный коэффициент трения – индикация наличия механических примесей).

Подобные скважины в настоящее время – штучная продукция, но К. Бурдин уверен, что число таких забоев будет увеличиваться.

В горизонте 10–15 лет предстоит решить ряд важных проблем. Необходимо увеличение длины ГНКТ, вместимости барабана. Очевидно, требуется разработка устройств-соединителей, которые позволяли бы надежно стыковать трубу и работать через инжектор. Недавно прошли тестовые испытания подобного устройства. Возможно, будут созданы сборные транспортабельные барабаны.

Скважинные трактора могут быть как колесные, так и более прогрессивные, шагающие.

Нужны инжекторы грузоподъемностью более 60 и даже 100 тонн. По всей вероятности, это будут электрические инжекторы.

Нужны инжекторы грузоподъемностью более 60 и даже 100 тонн. По всей вероятности, это будут электрические инжекторы.

Предстоит разработка новых сплавов и композитных материалов для ГНКТ.

Композитные трубы отечественного производства пока ограничены по давлению и температуре.

Должны появиться принципиально новые виды скважинных тракторов. Принципы, заложенные в шагающем тракторе, к сожалению, не дают того усилия, с которым следует отвечать на вызовы отрасли.

Генеральный спонсор задает тон конференции

Начальник отдела маркетинга Группы ФИД **Елена Грибановская** выступила с докладом **«Инновационное колтюбинговое оборудование Группы ФИД. Вчера. Сегодня. Завтра».**



Группа ФИД объединяет российские и белорусские предприятия, проектирующие, выпускающие

и поставляющие инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых.

Благодаря опыту, накопленному за 25 лет работы, Группа ФИД стала лидером на территории ЕАЭС в производстве и поставке оборудования. В настоящее время Группой ФИД производится практически полный спектр высокотехнологичного инновационного оборудования для нефтегазового сервиса:

- полнокомплектные комплексы для гидравлического разрыва пласта;
- полнокомплектные комплексы колтюбингового оборудования, в т. ч. азотные и специализированные насосные установки;
- комплексы для цементирования скважин;
- многофункциональные установки с верхним приводом для бурения и ремонта скважин;
- внутрискважинное оборудование и инструмент.

В структуру Группы ФИД входят собственный инжиниринговый центр, производственные предприятия с полным циклом изготовления, региональные представительства и сервисные центры. Основная сборочная площадка на территории Российской Федерации находится в Ярцево Смоленской области (ООО «МашОйл») и обеспечивает серийный выпуск нефтесервисного и бурового оборудования.

Благодаря опыту, накопленному за 25 лет работы, Группа ФИД стала лидером на территории ЕАЭС в производстве и поставке оборудования.

Создан уникальный стенд динамических испытаний колтюбинговых установок.

Собственные производственные мощности обеспечивают стабильность качества на всех этапах производства (заготовительное, механообрабатывающее, сборочно-сварочное, нанесение ЛКП, слесарно-сборочное производства, в т. ч. производство электро- и гидросистем).

В основе высокого технического уровня продукции лежат собственные конструкторские разработки. Стопроцентное подтверждение заявленных характеристик выпускаемой продукции обеспечивают испытания

на аттестованных стендах. В частности, создан уникальный стенд динамических испытаний

колтюбинговых установок, позволяющий проводить испытания колтюбинговых установок с тяговым усилием инжектора до 45 тонн, записывать параметры испытуемого оборудования ГНКТ и эмулировать все без исключения скважинные режимы работы с применением реальной гибкой трубы диаметром до 89 мм.

Вектор развития нефтегазовой отрасли направлен на увеличение длин скважин (до 15 км), отходов от вертикали (до 10 км) и глубин по вертикали (до 12 км). В связи с этим встают серьезные технологические вызовы для ГНКТ: длина ГНКТ, вместимость узла намотки и его вес, грузоподъемность инжектора, прочностные характеристики трубы, обеспечение нагрузки на забой, повышение сложности (обеспечение безопасности) работ.

Современные технологии, такие



БИТТЕХНИКА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПРОИЗВОДСТВО, ВНЕДРЕНИЕ

Производство и изготовление оборудования для бурения, ЗБС, КРС и колтюбинга

Стремясь к лучшему, создаем совершенство



Сегодня ООО «БИТТЕХНИКА» – это полный спектр оборудования, инструмента для подготовки ствола скважины, проведения технологических операций и ликвидации аварий с применением колтюбинга



Россия, 614065, Пермский край, Пермь, Ш. Космонавтов, 395 Я
Телефон/факс: +7 (342) 294 64 64, 27 000 27
www.bittekhnik.ru, e-mail: info@bittekhnik.ru

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



ФЗ-Ц Фреза забойная цементная



ФЗ-Т фреза забойная торцевая



ТЛНШ трубовка наружная освобождающаяся штангоголовка



ТВГ труборез внутренний гидравлический



ПИКВ удочка ловильная для кабеля внутренняя



ЯПТ якорь гидравлический трубный



ПИКН удочка ловильная для кабеля наружная



РПК райбер конусный прямозубый

Аннелина

Реклама



ООО «Нефтетранссервис» является одним из ведущих отечественных разработчиков и производителей химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Наша компания основана в 2006 году. Основным видом нашей деятельности является разработка, производство, подбор и поставка химических реагентов, предназначенных для соляно-кислотных обработок (СКО), а также для кислотных ГРП и матричных СКО.

В перечень производимых нами реагентов входят:

- Ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»;
- Деэмульгатор «AS-DA»;
- Диспергатор «AS-Di»;
- Стабилизатор железа «AS-iR»;
- Полимерный кислотный загеливатель «ПР»;
- Беспolyмерный кислотный загеливатель «AS-Si» (самоотклоняющийся кислотный состав);
- Эмульгатор кислотный «RQ» (нейтральная эмульсия обратного типа с регулируемой вязкостью);
- Пенообразователи «ПСГ» для кислотной и водной основы;
- Состав «SBK» для ликвидации пескопроявления на открытых стволах скважин и крепления ПЗП;
- Блокирующие составы «SX» для щадящего глушения и ликвидации поглощений буровых растворов.

В комплексе с поставкой производимых химических реагентов мы предоставляем полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению на всех этапах применения предлагаемых технологий:

- 1) Подбор и анализ скважин-кандидатов.
- 2) Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии по каждому объекту.
- 3) Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением программного обеспечения «StimPro», составление плана работ на ГТМ.
- 4) Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды из выбранной скважины, подбор оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с пластовым флюидом.
- 5) Поставка соляной кислоты с доставкой до месторождения.
- 6) Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленного кислотного состава на соответствие требованиям Заказчика с оформлением полного отчета.
- 7) Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.

Компания располагает собственной производственной базой, расположенной в городе Отрадном Самарской области, аккредитованной химической лабораторией, собственными кислотовозами в шоссейном и вездеходном исполнении, программным обеспечением для проведения моделирования процесса СКО и КГРП. Штат компании полностью укомплектован высококвалифицированными специалистами.

НАШИ КОНТАКТЫ:

Самарская область, г. Тольятти, ул. Индустриальная, д. 1, стр. 61

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

Реклама

как направленное колтюбинговое бурение, применение ГНКТ в высокорасходных ГРП и проч., требуют использования ГНКТ диаметром 60,3 мм с длинами более 5500 м. Масса такой трубы превышает 30 т, габаритные размеры узла намотки составляют 2700 мм (ширина) и более 4000 мм (диаметр).

В качестве ответа на эти вызовы Группа ФИД предлагает колтюбинговое оборудование в стандартном исполнении на новом шасси повышенной грузоподъемности, колтюбинговое оборудование модульного типа (колтюбинговая установка на серийном шасси в дорожном габарите без узла намотки и узлы намотки с различными типоразмерами ГНКТ на полуприцепах), а также инжектор с тяговым усилием 630 кН (63 т).

В настоящее время Группа ФИД серийно выпускает стандартную линейку колтюбингового оборудования с инжекторами с тяговым усилием до 45 т и соответствующими емкостями узлов намотки. Однако уже разработан

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

и скоро будет опытно изготовлен инжектор с тяговым усилием 63 т.

В линейке стандартного оборудования Группой ФИД в тандеме с МЗКТ было разработано уникальное шасси, которое позволяет перевозить на пять тонн ГНКТ больше, чем все другие шасси, представленные на рынке. На таком шасси 10x10 повышенной грузоподъемности

монтируется колтюбинговая установка серии УНТ4 с узлом намотки ГНКТ емкостью 5500 м для диаметра 50,8 мм (толщина стенки 4,0 мм) и массой ГНКТ до 27 000 кг, что на данный момент является пределом для перемещения по дорогам общего пользования. Поэтому перспективная разработка Группы ФИД, отвечающая всем сегодня стоящим перед индустрией вызовам, – колтюбинговое оборудование в модульном исполнении, включающее в себя саму колтюбинговую установку и специальный полуприцеп или ряд полуприцепов с узлом (узлами) намотки ГНКТ. Изготовление подобного комплекса в настоящий момент находится в стадии завершения. Специальный полуприцеп собственной разработки был создан для того, чтобы обеспечить максимальную мобильность и точное соответствие нормам перемещения по дорогам общего пользования.

Один из вызовов – обеспечение безопасности работ. Существует такое понятие, как система «человек – машина», в которой человек-оператор или несколько операторов взаимодействуют в процессе производственной деятельности с техническим устройством. Бесспорно, что по ряду характеристик машина превосходит

человека, поэтому логично было управление рядом операций, в частности колтюбинговых, доверить автоматической системе с целью повышения безопасности работ.

К своей новой системе управления колтюбинговыми установками Группа ФИД шла на протяжении двух десятилетий – параллельно с поступательным развитием

оборудования. На колтюбинговых установках 2000-х годов устанавливалась гидравлическая система управления (минимум электронных компонентов), колтюбинговые установки до 2020 года управлялись гидравлической системой с элементами автоматизации начального уровня (СКР, блокировка инжектора). Колтюбинговые установки нового поколения имеют интеллектуальную электрогидравлическую систему управления, адаптирующую режим СПО под текущую операцию.

Система контроля и автоматизации колтюбинговой установки обеспечивает ее работу в автоматическом режиме в соответствии с запрограммированным алгоритмом и даже предоставляет возможность дистанционного наблюдения за проведением работ. Елена Грибановская рассказала об основных задачах, которые способна решать эта система, о ее преимуществах, главное из которых – минимизация, а в пределе и исключение человеческого фактора. В результатекратно увеличиваются надежность и безотказность техники и срок службы ГНКТ, гарантируется безопасность персонала. Система может быть интегрирована с дефектоскопом ГНКТ ДТ2 собственного производства Группы ФИД, контролирующем в ходе работ важнейшие параметры гибкой трубы.

По примеру управления флотом ГРП, которое осуществляется из единого центра, может производиться из

По примеру управления флотом ГРП, которое осуществляется из единого центра, может производиться из единого центра и управление всеми установками флота ГНКТ.

единого центра и управление всеми установками флота ГНКТ. Система автоматически будет подбирать давления, расходы, дозировку азота и т. п.

В заключительной части доклада были очерчены инновационные перспективные технологии с

использованием ГНКТ, для осуществления которых Группа ФИД создает оборудование: направленное колтюбинговое бурение, эжекторная очистка скважин, кислотоструйное туннелирование.

Перспективная разработка – скважинный трактор. В этой тематике Группа ФИД является пионером среди отечественных производителей.

Ведутся работы над двумя вариантами конструкции скважинного трактора для ГНКТ (с питанием по геофизическому кабелю и в автономном исполнении).

Первый скважинный трактор был создан конструкторами Группы ФИД еще в 2008 году. В настоящее время данное направление реанимируется. Ведутся работы над двумя вариантами конструкции скважинного трактора для ГНКТ (с питанием по геофизическому кабелю и в автономном

исполнении). В 2024 году скважинный трактор будет готов к проведению работ.

Главный вызов сегодняшнего дня – обеспечение импортонезависимости. Группой ФИД подготовлены конструктивные и компоновочные решения по каждой производимой установке по поэтапному приведению выпускаемого оборудования к независимости от санкционных ограничений, а также наращиванию

доли отечественной комплектации для приведения к требуемому уровню локализации. В частности, нынешний уровень локализации колтюбинговых установок от Группы ФИД составляет около 95% и в течение 2024 года будет доведен до 100%.

Инновационные перспективные технологии с использованием ГНКТ осветил директор – главный конструктор СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) **Сергей Атрушкевич**.

Первая технология, для которой «Новинка» разрабатывала оборудование, – направленное колтюбинговое бурение. Для данной технологии был создан ряд

компоновок, основная из которых – СНБ 89-76М. Это система направленного бурения с кабельным каналом связи, предназначенная для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в т. ч. на депрессии, с обеспечением контроля внутрискважинных параметров и определением положения КНБК в режиме реального времени.

Система позволяет осуществлять проводку скважины по пластам малой толщины, оптимизировать траекторию скважины, реализовывать бурение боковых стволов из эксплуатационных колонн малого диаметра. Спуск СНБ89-76М осуществляется на ГНКТ 50,8 мм min. В докладе был представлен состав СНБ 89-76М и приведены результаты ее использования.

Следующее изделие – система направленного бурения СНБ 54, разработанная для бурения на ГНКТ диаметром 44,45 мм. В отличие от

Первая технология, для которой «Новинка» разрабатывала оборудование, – направленное колтюбинговое бурение.



предыдущей, данная система оснащена инклинометром гироскопического типа, что дает ей возможность проводить измерение траектории непосредственно из эксплуатационной колонны либо при ее непосредственной близости.

Еще одно преимущество СНБ 54 – меньшие радиусы бурения. Данная компоновка позволяет при использовании ВЗД ДО-55 с углом искривления кривого переводника три градуса и долотом диаметром 66 мм достигать максимальной расчетной интенсивности набора кривизны 18,82°/10 м, что соответствует радиусу бурения 30,45 м.

В 2011-2013 годах «Новинкой» по техническому заданию «Белоруснефти» был разработан и изготовлен комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта (РВП) КФ40 (СКИФ), включающий мини-колтюбинговую установку и комплект внутрискважинного оборудования, которые позволяют создавать каналы фильтрации сразу из основного ствола скважины,

в т. ч. обсаженного эксплуатационной колонной. Было рассказано о технических характеристиках и опыте внедрения данного оборудования.

«Новинкой» также разработано оборудование для кислотоструйного бурения (туннелирования) – технологии, обеспечивающей намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном стволе скважины. Был представлен состав подземного оборудования, в который может входить автономный



Юрий Белугин

инклинометр, записывающий траекторию и подтверждающий факт создания канала. Данная компоновка также может быть использована для попадания в боковые стволы многозабойных скважин, что позволит проводить их селективную обработку.

Вариант этой компоновки позволяет создавать не только

«Новинкой» разработано оборудование для кислотоструйного бурения (туннелирования) – технологии, обеспечивающей намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном стволе скважины.

радиусные отводы, но и прямолинейные участки – то есть управлять траекторией. Этот вариант оснащен инклинометром кабельного типа, обеспечивающим питание и передачу информации на поверхность по геофизическому кабелю внутри ГНКТ.

Еще одна разработка СЗАО «Новинка» – оборудование для эжекторной очистки скважин. Система эжекторной очистки предназначена для выполнения операций

промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости.

Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда проведение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Он основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции использует двойную (труба в трубе) гибкую трубу, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ.

Сергей Атрушкевич рассказал о принципах его действия, составе оборудования, условиях применения и результатах практического использования.

С докладом **«Оборудование для ГРП. Современные вызовы и решения»** выступил заместитель начальника управления по послепродажному обслуживанию Группы ФИД **Юрий Белугин**.

В начале выступления он уточнил тематику: вызовы не только технологические, но и вызовы импортонезависимости.

Оборудование ГРП Группа ФИД производит с 2004 года. На сегодняшний день изготовлено и внедрено более 250 единиц техники. Оборудование поставляется в основном в комплексах под конкретные технологические дизайн-проекты ГРП в полном соответствии с региональными условиями эксплуатации.

Группа ФИД производит полный спектр оборудования для ГРП – установки насосные, установки смесительные, установки

гидратационные, установки дозирования химреагентов, установки подогрева, станции контроля и управления, вспомогательное оборудование. Собственная разработка компании – программно-аппаратный комплекс для управления оборудованием в процессе проведения ГРП с изначально русскоязычным интерфейсом и базовыми измерениями в единицах СИ. Интерфейс настраивается под индивидуальные требования заказчика.

Основная часть доклада Ю. Белугина была посвящена новым технологическим проектам, в первую очередь единственному отечественному комплексу для высокорасходных ГРП. За первый год эксплуатации этого спроектированного и изготовленного

Группа ФИД производит полный спектр оборудования для ГРП.

Особая гордость Группы ФИД – импортонезависимая от санкций недружественных стран высокопроизводительная установка насосная для ГРП УН25 мощностью 2500 л. с. Максимальная производительность – 3950 л/мин.

Группой ФИД специализированного оборудования сервисными структурами компании «Белоруснефть»

было закачено более 40 тыс. тонн пропанта и более 325 тыс. м³ геля. В работах участвовали установка смесительная производительностью до 24 м³/мин, установка дозирования химреагентов с шестнадцатью дозирующими системами, машина манифольдов, подключаемая к 16 насосным установкам, установки насосные мощностью 2500 л. с. (10 ед.) и мощностью 2250 л. с. (12 ед.).

Темп закачки составил 16 м³/мин, давление – 60 МПа.

В докладе были представлены схемы конструкций основных

установок для производства ГРП, технические характеристики и конкурентные преимущества.

Особая гордость Группы ФИД – импортонезависимая от санкций недружественных стран высокопроизводительная установка насосная для ГРП УН25 мощностью 2500 л. с. Максимальная производительность – 3950 л/мин. Масса УН25 не превосходит 32 000 кг. Габаритные размеры Д x Ш x В составляют не более 12 000 x 2559 x 4000 мм соответственно. Транспортная база – специальный четырехосный полуприцеп с подъемной осью. Установка оснащена двигателем и трансмиссией китайского производства.

Этот крупный проект создания высокопродуктивной насосной

установки был осуществлен совместно с компанией «Белоруснефть», на месторождениях которой с сентября по середину ноября 2023 года наработка УН25 составила более 2500 машино-часов.

Фокус – на ГРП

Значительная часть программы конференции была представлена докладами, посвященными технологиям ГРП.

Направление ГРП РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в условиях импортозамещения определил ведущий инженер отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата РУП «ПО «Белоруснефть» **Владимир Марченко**. В 2022 году в КНР было создано дочернее предприятие «Белоруснефти» – ООО «Шаньдун БН международная торговая компания». Это позволило выйти на новые сервисные рынки и новых поставщиков, уйти от зависимости от недружественных стран и создать здоровую конкуренцию на рынке для компании «Белоруснефть».

С поддержкой основного поставщика оборудования ГНКТ и ГРП – Группы ФИД – после всестороннего обсуждения вариантов и сравнения характеристик моделей, представленных на рынке дружественных стран, была решена важная задача, а именно: отобраны два основных компонента для оборудования ГРП – двигатель и трансмиссия. Была выбрана продукция китайских производителей, которая по ряду показателей даже



Владимир Марченко

превосходит западные аналоги.

Конструкторами Группы ФИД для «Белоруснефти» была создана импортонезависимая от санкций недружественных стран насосная установка для ГРП с мощностью двигателя 2500 л. с. и максимальной производительностью 3950 л/мин.

Специалисты «Белоруснефти» постоянно ведут мониторинг рынков и находят импортозамещение и диверсификации поставок запасных частей и комплектующих для насосов высокого давления, насосов центробежных в смесительных установках, машин манифольдов,

арматуры устьевой для проведения ГРП и др.

К настоящему времени уровень локализации оборудования ГРП значительно повышен. Доля применения комплектации производителей из стран ЕАЭС составляет 92% для СКУ, 87% для установки гидратационной, 96% для установки

Конструкторами Группы ФИД для «Белоруснефти» была создана импортонезависимая от санкций недружественных стран насосная установка для ГРП с мощностью двигателя 2500 л. с. и максимальной производительностью 3950 л/мин.

подачи расклинивающих материалов, 91% для установки дозирования химреагентов, 85% для установки смесительной, 85% для установки насосной.

Для диверсификации в направлении оборудования для Plug & Perf были изучены все современные западные компоновки для этой технологии, а также компоновки китайского и российского производства.

Отрадно, что продукты российского производства уже практически не уступают по характеристикам и качеству зарубежным аналогам, а по ряду параметров даже превосходят их. Альтернативные поставщики устьевого герметизирующего оборудования для Plug & Perf были найдены в КНР, а также Индии и Сингапуре.

В направлении химреагентов для ГРП в качестве жидкости разрыва «Белоруснефть» традиционно использует только собственно разработанные рецептуры на основе биополимерного или синтетического гелеобразователя. Под каждый компонент разработаны свои регламенты, требования, методики исследования. Для всех поставщиков, представленных на рынке, были созданы абсолютно равные условия, в результате чего образовалась экономия средств более 50–80% на одном кубе жидкости разрыва.

В последние год-два на рынке ощущается нехватка

Отрадно, что продукты российского производства уже практически не уступают по характеристикам и качеству зарубежным аналогам, а по ряду параметров даже превосходят их.

В «Белоруснефти» было принято решение создать собственный завод по производству фрак-песка.

Планируется выпускать порядка 50 тысяч тонн фрак-песка в год.

расклинивающих материалов для ГРП. В «Белоруснефти» было принято решение создать собственный завод по производству фрак-песка. Предварительно были выполнены масштабные исследования применимости белорусских карьерных песков для проведения

ГРП по технологии Plug & Perf на нетрадиционном коллекторе. Всего были исследованы 44 пробы песка из 13 месторождений, выполнена оценка технической характеристики песка фракций 30/50 и 40/70 на

соответствие API/ISO, в т. ч. был проведен сравнительный анализ с товарными продуктами ведущих производителей песка РФ и дальнего зарубежья. Проведено шестнадцать экспериментов по определению проводимости пропантной упаковки на установке ПИК-API-

RP-61, определен минералогический состав проб. В КНР закуплено и поставлено

оборудование для классификации и обогащения песка. Планируется выпускать порядка 50 тысяч тонн фрак-песка в год.

Согласно представленной в докладе В. Марченко статистике выполнений ГРП, их число за три года выросло в пять раз. Только за 2022 год выполнено 340 операций ГРП. Время выполнения работ в 2022 году сократилось в полтора раза по сравнению с 2019 годом благодаря использованию высокопроизводительной техники производства Группы ФИД. Рекордный расход закачки был

достигнут на скважине № 419 Речицкой – 18 м³/мин. Рекорд по операциям ГРП достигнут в марте

2023 года – выполнено 70 операций, закачано 5647 т пропант/песка и 48 723 м³ жидкости разрыва. Также в 2023 году на скважине № 44g Речицкой

был выполнен 34-стадийный (89 кластеров) МГРП

по технологии Plug & Perf. Закачано 24 385 м³ жидкости разрыва и 3004 т расклинивающего агента, в т. ч. фрак-песка в количестве 1092 т, часть которого была произведена в рамках ОПИ из белорусского сырья.

Еще одна прогрессивная технология, внедренная в 2023 году, – Zipper Frac – одновременное проведение ГРП в двух скважинах одним флотом ГРП. Работы производились поочередно то в одной, то в другой скважине. Освоили две скважины за 13 суток (52 стадии, 124 кластера). В среднем проводилось по четыре стадии в сутки, рекорд – шесть стадий в сутки.

В 2024 году объемы ГРП смогут наращиваться, по выражению В. Марченко, «в геометрической прогрессии».

Современные методы интенсификации скважин презентовал директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» **Камиль Каримов**. Технологические решения по ГРП подразделяются по типу жидкости (секторный ГРП с антисидементационными волокнами, комбинированный ГРП, гибридный ГРП, ГРП с применением чистых жидкостей,

ГРП на углеводородной основе) и по типу технологии (секторный ГРП с антисидементационными волокнами,

Время выполнения работ в 2022 году сократилось в полтора раза по сравнению с 2019 годом благодаря использованию высокопроизводительной техники производства Группы ФИД.

гидропескоструйная перфорация с последующим ГРП, гибридный высокоскоростной многостадийный ГРП).

Был подробно охарактеризован ГРП с применением чистых жидкостей

полиакриламида в сравнении со стандартным ГРП, представлены особенности закачки:

- расход 3 м³/мин;
- 20 тонн/82 м³: 15 т – 20/49, 5 т – 16/20;
- максимальная концентрация 700–800 кг/м³;
- вязкость рабочей системы (6 л/м³) при проведении ГРП составляла 36 сПз при 28 °С.

По этой технологии уже проведено более 50 операций.

В 2019 году впервые в России компанией «Пакер Сервис» были выполнены работы по высокотехнологичным многостадийным ГРП на объектах с трудноизвлекаемыми запасами



Камиль Каримов

ачимовской свиты. Работы проводились на двух скважинах с горизонтальной проводкой, заканчивание которых было представлено хвостовиками 114 мм с восемью портами ГРП. Масса пропанга на каждую из 16 стадий составляла 130 т. Гибридное исполнение было представлено комбинацией линейной и сшитой систем. Линейная система включала 50% всей программы закачки.

Расход подачи жидкости составил 10–12 м³/мин. Были созданы трещины протяженностью более 500 м. Одна из стадий была выполнена на низковязкой системе жидкости на основе синтетического гелеобразователя с улучшенными антисидементационными свойствами – синтетического полимера, рабочая вязкость которого составляет 12–80 сп.

Все закачки сопровождалась ГИС-микросейсмической записью.

Во второй части доклада были подробно охарактеризованы все остальные технологии ГРП, применяемые «Пакер Сервис» (гибридный ГРП, комбинированный ГРП, ГРП на углеводородной основе, ГПП с последующим ГРП).

Метод повышения эффективности МГРП на открытых муфтах с применением технологии динамического отклонения и высокочастотного мониторинга давления

В 2019 году впервые в России компанией «Пакер Сервис» были выполнены работы по высокотехнологичным многостадийным ГРП на объектах с трудноизвлекаемыми запасами ачимовской свиты.

Запатентованная технология динамического отклонения совместно с технологией высокочастотного мониторинга давления позволяет сократить время освоения скважины и максимизировать добычу.

на объектах АО «РН-Няганьнефтегаз» представил инженер-технолог по ПНП ООО «Технологическая компания Шлюмберже» **Айнур Ахунов**. Многими нефтегазовыми компаниями в течение долгого времени принято проводить один или максимум два повторных слепых ГРП на горизонтальных скважинах

с многостадийным заканчиванием ввиду того, что изоляция и выборочная стимуляция муфт ГРП с ГНКТ изоляцией селективными пакерами, пакерными пробками и пр.

требует дополнительных материальных затрат, подготовки скважины и увеличивает время освоения скважины.

Аналогичная ситуация случается и на скважинах нового фонда, которые по какой-либо причине имеют открытые неизолированные интервалы, требующие стимуляции. Такие скважины имеют ограниченный

потенциал по добыче нефти после ограниченного повторного ГРП. Запатентованная технология динамического отклонения совместно с технологией высокочастотного мониторинга давления позволяет сократить время освоения скважины и максимизировать добычу. Данный подход не требует привлечения дополнительных сервисов, таких как ГНКТ, ТКРС для изоляции интервалов, а также не требует дополнительной подготовки скважины (очистка стенок скважины райбером и

пр.), кроме стандартной промывки. Эта технология основана на динамическом призабойном отклонении от стимулированного интервала с трещиной ГРП к нестимулированному с помощью смеси полностью разрушающихся частиц, которые временно блокируют целевой интервал, отклоняя поток жидкости в следующий интервал. Для определения интервала стимуляции используется высокочастотный мониторинг

колебаний давления в скважине. Запатентованная технология высокочастотного мониторинга основана на обработке колебаний давления, измеренных с помощью датчика поверхностного давления во время гидроразрыва пласта, позволяющей определить точку входа жидкости в пласт.

Данная работа, проведенная совместно с АО «РН-Няганьнефтегаз», уникальна тем, что сочетание технологий динамического отклонения и высокочастотного мониторинга стало решением проблемы для стимуляции скважины с семью открытыми портами МГРП. На этой горизонтальной скважине планировалось проведение семи ГРП с помощью изоляции муфт ГРП селективными пакерами. При заканчивании скважины была обнаружена заколонная циркуляция от муфты ГРП № 2 к муфте ГРП № 7. Проведение ГРП по технологии с селективными пакерами могло повлечь осложнения в виде роста давления в затрубном

Технология основана на динамическом призабойном отклонении от стимулированного интервала с трещиной ГРП к нестимулированному с помощью смеси полностью разрушающихся частиц, которые временно блокируют целевой интервал, отклоняя поток жидкости в следующий интервал.

пространстве, а в случае СТОПа – получения прихвата инструмента и невозможности обратной промывки. ГРП был проведен с применением динамического отклонителя, что позволило избежать вышеперечисленных рисков. Было проведено шесть ГРП, четыре отклонения, подтвержденных с помощью высокочастотного мониторинга. Чтобы подтвердить факт

стимуляции портов традиционным способом, после ГРП был проведен комплекс ПГИ, подтвердивший выводы анализа высокочастотного мониторинга. Большим плюсом

Сочетание технологий динамического отклонения и высокочастотного мониторинга стало решением проблемы для стимуляции скважины с семью открытыми портами МГРП.

данной работы стало повышение операционной эффективности при проведении МГРП.

Технология динамического отклонения в связке с высокочастотным мониторингом может стать в ближайшие годы универсальным решением для повторных и первичных МГРП на открытых муфтах и сменить устоявшуюся парадигму способа проведения повторных ГРП на горизонтальных скважинах.

Об успехах и проблемах масштабного внедрения высокоминерализованной воды как основы для жидкости



Юрий Гайнуллин

ГРП в Западной Сибири

рассказал **Юрий Гайнуллин** инженер по ПНП ООО «Технологическая компания Шлюмберже». Была охарактеризована вода из нетрадиционных источников (сеноманского водоносного горизонта), ее химический состав.

Рассмотрены технические и технологические аспекты ее применения, а также результаты проведенных работ, преимущества и перспективы использования сеноманской воды.

Развитие новых удаленных хабов в Западной Сибири осложнено отсутствием традиционных источников пресной воды. Поэтому было предложено проводить ГРП на высокоминерализованной воде сеноманского горизонта. Проект состоял из четырех этапов: оптимизация рецептуры жидкости ГРП; подготовка к проведению ОПР; оценка результатов; тиражирование. Юрий Гайнуллин рассказал о проблемах,

Вследствие высокой минерализации сеноманской воды при проведении МГРП значительно ускоряется скорость растворения шаров, что следует учитывать при планировании операций.

Доказано, что средние показатели продуктивности скважин после ГРП сопоставимы с показателями после ГРП на пресной воде. Снижено количество применяемых химреагентов за счет исключения из рецептуры стабилизатора глин.

возникших на каждом из этапов, и о принимавшихся решениях.

На месторождении, где отсутствуют традиционные источники пресной воды, бурится скважина на сеноманский горизонт, из которой вода подается прямо в емкости. За счет того, что вода подземная, ее температура достигает 40–42 °С, а значит, отсутствует необходимость ее подогрева. Однако вследствие высокой минерализации сеноманской воды при проведении МГРП значительно ускоряется скорость растворения шаров, что следует учитывать при планировании операций.

Проблема седиментации нерастворимых осадков решается путем непродолжительного отстаивания воды в емкостях перед проведением операций.

Были проведены тесты на стабилизацию глин в данной рецептуре.

Результаты со стабилизатором глин и без него для воды сеноманского горизонта сопоставимы. Поэтому было принято решение исключить стабилизатор глин из рецептуры жидкости ГРП.

В результате ОПР достигнуты следующие показатели: максимальный тоннаж – 120 т, максимальная концентрация – 700 кг/м³, скорость закачки – до 4,4 м³/мин. Доказано, что средние показатели продуктивности скважин после ГРП

сопоставимы с показателями после ГРП на пресной воде. Снижено количество применяемых химреагентов за счет исключения из рецептуры стабилизатора глини. Снижены выбросы CO₂ за счет отсутствия транспортировки воды и необходимости подогрева. Достигнуты практически аналогичные результаты по дебиту.

К настоящему времени проведено более 400 операций на воде сеноманского горизонта.



Дмитрий Прокопчук

Секретами **технологий разобщения интервалов** поделился руководитель технического отдела ООО «СИМОЙЛ»

Дмитрий Прокопчук.

«СИМОЙЛ» – инжиниринговая компания, специализирующаяся на разработке оборудования и оказании сервисных услуг по заканчиванию скважин и работах с забойным оборудованием. Для разобщения интервалов предназначены пакер-пробки, которые условно можно разделить на неизвлекаемые и извлекаемые. Дмитрием Прокопчуком были подробно представлены конструктивные особенности, технические характеристики,

предназначение и преимущества использования выпускаемых предприятием пакер-пробок, а также системы селективной обработки.

О новых инструментах рекрутинга персонала для компаний по ГРП рассказал первый заместитель начальника предприятия по производству – главный инженер по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис» **Максим Фадеев**. На базе компании «Татнефть» 25 лет назад было образовано подразделение по ГРП. К настоящему времени в компании «ТАГРАС-РС» действуют 11 флотов ГРП. Производится около 2700 операций ГРП в год для девятнадцати заказчиков – крупных нефтедобывающих компаний – в шести регионах Российской Федерации. Имеются три производственные базы в местах работ.

К сожалению, в компаниях, специализирующихся на ГРП, в настоящее время дефицит персонала составляет в среднем от 10 до 20%, а в некоторых случаях эта цифра доходит до 30%. Максимом Фадеевым был представлен анализ рынка от hh.ru, свидетельствующий о большой



Максим Фадеев

разнице между числом резюме и вакансий с превалированием последних. В период пандемии произошел большой отток персонала, и теперь даже при восстановлении рынка ГРП люди не хотят возвращаться на прежнюю работу.

Привычные инструменты поиска и привлечения кадров, такие как поиск через hh.ru, переманивание сотрудника, сарафанное радио, объявления в СМИ, как показывает практика, эффективны всего на 20%.

В компании «ТАГРАС-РС» создали специальный сайт для трудоустройства, и если в поисковике забить «оператор ГРП», то первой появится ссылка на этот сайт. Цифровые технологии позволяют сформировать профиль компетенций специалиста, которого ищет компания. Мобильная система сама производит анализ и осуществляет СМС-рассылку потенциальным работодателям. Таким образом, человек с нужными компетенциями автоматически переходит на сайт компании, где с ним устанавливается связь.

Проведенный анализ показал, что представители рабочих профессий ищут работу в основном не через hh.ru, а через avito.ru. Здесь тоже идет интеграция с сайтом компании: человек заходит на avito.ru, переходит по ссылке на сайт компании, знакомится с ней, оставляет свой номер телефона и получает обратную связь.

Организация работы рекрутинга идет по следующей схеме: поиск

Реализация проекта прошла несколько этапов: формирование штата HR и рекрутеров, применение цифровых технологий, формирование новых правил поиска персонала, улучшение условий труда и повышение лояльности персонала.

персонала, собеседование, формирование воронки, прием на работу, формирование базы данных, повторные беседы раз в месяц.

В результате опроса 900 человек было установлено, что важнее самой зарплаты для работников стали условия труда: бессрочный договор, условия проживания, соцпакет, суточные, оплата

проезда, доставка до места работы и т.п. В компании приняли это во внимание и стали работать над совершенствованием условий труда.

Эффективность новых инструментов рекрутинга превысила ожидания. За три месяца работы сайта поступило 150 обращений, трудоустроены 23 человека. По цифровым технологиям – 177 обращений, трудоустроены 32 человека. Через avito.ru – 111 обращений, приняты на работу 28 человек.

Реализация проекта прошла несколько этапов: формирование штата HR и рекрутеров, применение цифровых технологий, формирование новых правил поиска персонала, улучшение условий труда и повышение лояльности персонала.

Колюбинговые технологии и внутрискважинные работы

Инициативы сектора ГНКТ в периметре ПАО «Газпром нефть» представил эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» **Сергей Симаков**. Технологические инициативы в области ГНКТ



Сергей Симаков

включают в себя бурение с ГНКТ, радиальное вскрытие пласта, применение нового материала в ГНКТ и кислотоструйное туннелирование. Все эти инициативы были реализованы. Идет работа на дальнейшее тиражирование в отдельных участках.

Сергей Симаков представил состав компоновки для бурения с ГНКТ, общую схему и результаты реализации проекта «БГНКТ». Суммарная проходка составила 1314 м. За 43 суток были пробурены три ствола в карбонатных коллекторах.

Компания для каждой внедренной технологии определяет диапазон, в котором данная технология наиболее эффективна. Новый материал в ГНКТ – гибкая сталеполимерная труба (ГСПТ) находит применение в тех скважинах, где необходимо

Технологические инициативы в области ГНКТ включают в себя бурение с ГНКТ, радиальное вскрытие пласта, применение нового материала в ГНКТ и кислотоструйное туннелирование.

При использовании ГСПТ скорость работ по восстановлению циркуляции в три раза превышает скорости работ стандартной бригады КРС.

восстановление циркуляции или растепление, поскольку для ГСПТ характерна низкая теплопотеря. При использовании ГСПТ скорость работ по восстановлению циркуляции в три раза превышает скорости работ стандартной бригады КРС.

По технологии кислотоструйного туннелирования (КСТ) были выполнены работы в 45 скважинах. Применялись ГНКТ диаметром 38,1 и 44,45 мм. В использовании как одного, так и другого диаметра наблюдались как положительные, так и отрицательные моменты. Сделан вывод: на сегодняшний день данная

технология имеет перспективы к тиражированию.

Основная часть доклада была посвящена опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) в секторе ГНКТ в ПАО «Газпром нефть» и перспективам развития колтюбинговых технологий.

Сергей Симаков представил также обзор рынка РФ по ГНКТ, согласно которому общее количество флотов ГНКТ в 2023 году составило

155 (что несколько отличается от оценки К. Бурдина. – Прим. ред.). Были очерчены географические зоны, охваченные периметром ПАО «Газпром нефть». Реализация услуг ГНКТ в компании происходит следующим образом: действуют законтрактованные флота, есть так называемые гарантированные и негарантированные объемы работ.

В настоящее время большое внимание уделяется исследованию скважин. В компании видят преимущество онлайн-мониторинга

перед записью в режиме офлайн.

На отдельных активах операции ГНКТ выполняются не после ГРП, а совместно с ним.

Спектр операций и диапазон влияния ГНКТ на ГРП постоянно растет. Появляются новые горизонты для использования колтюбингового

оборудования тяжелого класса с тяговым усилием инжектора более 45 т.

Вниманию аудитории была представлена таблица использования ГНКТ различных диаметров (в процентном соотношении) в разные периоды времени в компании. Наиболее широкое применение получила ГНКТ диаметром 44,45 мм (35% в 2019-2020 годах и 49% в 2021-2022 годах). Снижается использование ГНКТ диаметром 38,1 мм (55% в 2018-2020 годах и 10% в 2021-2022 годах), растет востребованность ГНКТ диаметром 50,8 мм (10% в 2019-2020 годах и 40% в 2021-2022 годах). Все эти диаметры труб подходят для ГРП, ТКРС, ППД. В последние два года для протяженных горизонтов и бурения на ГНКТ стала применяться гибкая труба трех типоразмеров: 60,3 мм, 66 мм и 70,1 мм. Пока этот сегмент составляет всего 1% от всего объема используемых ГНКТ, но нет сомнений, что он будет расти.

О колтюбинговых технологиях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в условиях импортозамещения рассказал начальник отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата «Белоруснефти» **Андрей Кобец**. В РУП «ПО «Белоруснефть» были созданы рабочие группы

по импортозамещению по направлениям, в состав которых вошли профильные специалисты.

Им вменены обязанности поиск на территории Беларуси, России, Китая изготовителей и поставщиков оборудования, материалов и реагентов, используемых при строительстве и обслуживании скважин взамен западных

поставщиков, ушедших с рынка. С целью импортозамещения в 2022 году в КНР было создано дочернее предприятие ООО «Шаньдун БН Международная торговая компания».

Основное направление поисков замещающих вариантов – Китай. Туда выезжают группы специалистов «Белоруснефти», предварительно наметив маршрут и составив список перспективных для сотрудничества предприятий.

На отдельных активах операции ГНКТ выполняются не после ГРП, а совместно с ним.



В результате непосредственного взаимодействия с китайскими промышленниками определяется, является ли то или иное предприятие первым производителем, оцениваются производственные

мощности, оснащение и лаборатории, и делается вывод, насколько это предприятие подходит для сотрудничества с государственной компанией, каковой и является «Белоруснефть». В рамках импортозамещения технологической оснастки обсадных колонн, муфт ГРП, подвесок хвостовиков обсадных колонн, заколонных пакеров компания переходит на китайских и российских поставщиков. Также китайскими и российскими аналогами замещаются телеметрические системы с гидравлическим/электромагнитным каналом связи, поддолотный модуль, резистивиметр, роторно-управляемая система

В рамках импортозамещения технологической оснастки обсадных колонн, муфт ГРП, подвесок хвостовиков обсадных колонн, заколонных пакеров компания переходит на китайских и российских поставщиков.

Уникальные операции на сложных скважинах реально проводить, только имея высокотехнологичное оборудование.

с азимутальными измерениями глубокого зондирования.

Проблему крепления скважин компания решает своими силами. В ее структуре имеется «БелНИПИнефть», где разработаны в т. ч. рецептуры тампонажных растворов, которые позволяют получить крепь, устойчивую к циклическим нагрузкам при проведении МГРП с расчетным давлением 100 МПа. Это достигается за счет изменения механических свойств цементного камня.

Строительство горизонтальных скважин «Белоруснефтью» ведется с 1991 года с постоянным увеличением длины горизонтальной части. Ежегодно строится около 31 скважины с горизонтальным

окончанием. Средняя длина горизонтального участка составляет примерно 1500–2000 м, срок строительства – до 45 суток.

С 2007 года начали активно внедряться колтюбинговые технологии. Успешно освоены все основные технологические операции с ГНКТ, в т. ч.

освоение скважин по технологии Plug & Perf с горизонтальными участками протяженностью до 2200 м с применением передового внутрискважинного оборудования (фрезеры, осцилляторы и др.) и колтюбинговых установок с повышенной грузоподъемностью инжектора (до 45 т).

В 2019 году была построена первая горизонтальная скважина, спроектированная под реализацию кластерной технологии Plug & Perf в нетрадиционном резервуаре I–III пачек межсолевой залежи

Речицкого месторождения (скважина № 411g Речицкая).

Проводка горизонтальной скважины осуществлялась с геонавигационным сопровождением с применением роторно-управляемой системы RSS с LWD-каротажем по высокоточным датчикам азимутальных измерений гаммы и резистивиметра.

Уникальные операции на сложных скважинах реально проводить, только имея высокотехнологичное оборудование. Недавно «Белоруснефть» приобрела колтюбинговую установку тяжелого класса УНТ4 производства Группы ФИД. Она будет использоваться в первую очередь для освоения скважин после ГРП. УНТ4 оснащена ГНКТ

диаметром 50,8 мм. Максимальное тяговое усилие инжектора – 450 кН.

В ближайшее время Группа ФИД совместно с «Белоруснефтью» намерена создать такую колтюбинговую установку, которая будет оснащена инжектором с тяговым усилием 630 кН, что позволит работать с ГНКТ диаметром 60,3 мм.

Следующее направление на пути импортозамещения – это непосредственно ГНКТ. В компании перешли на использование колтюбинга приемлемого качества от российских и китайских производителей. Аналогична стратегия импортозамещения фрезерного и ловильного инструмента, а также композитных

В ближайшее время Группа ФИД совместно с «Белоруснефтью» намерена создать такую колтюбинговую установку, которая будет оснащена инжектором с тяговым усилием 630 кН, что позволит работать с ГНКТ диаметром 60,3 мм.

и растворимых пакер-пробок. Были проведены с обнадеживающими результатами стендовые и скважинные испытания растворимых в процессе МГРП пакер-пробок от разных производителей. Для улавливания фрагментов фрезеруемых пакер-пробок был задействован специальный блок собственной оригинальной конструкции.

С использованием ГНКТ была проведена нормализация стволов скважин после проведения МГРП по технологии Zipper Frac, о которой подробно рассказал здесь коллега В. Марченко.

Заместитель генерального директора по развитию службы

ГНКТ ООО «Пакер Сервис» **Алексей Байрамов** озвучил доклад **«Технологические решения для выполнения работ на автономных проектах»**. Компания «Пакер Сервис» имеет обширный опыт работ на автономных проектах по всей России.

Была дана краткая характеристика следующих проектов:

- Восточная Сибирь. Куюмбинское месторождение, ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Опыт с 2016 года;
- Восточная Сибирь. Юрубчено-Тохомское месторождение, АО «Востсибнефтегаз». Опыт – 2016-2022 годы;
- ЯНАО. Восточно-Мессояхское месторождение, АО «Мессояханефтегаз». Опыт с 2019 года;
- ЯНАО. Русское месторождение, ООО «Тюменьнефтегаз». Опыт с 2017 года;
- ЯНАО. Тазовское месторождение, АО «Меретояханефтегаз». Опыт с 2018 года.

Основные проблемные вопросы



автономных проектов – географическое расположение, продолжительность автономии, сложности с доставкой грузов. Часто при совместной работе с заказчиком возникают сложности в планировании работ, а также количестве необходимых материалов и средств. Бывают сложности и по выбору скважин-кандидатов, перечню работ, выбору ГНКТ нужных видов и диаметров, графику завоза, а зачастую и по перечню самих работ, что влечет за собой шлейф новых проблем, связанных с номенклатурой и завозом оборудования. Поэтому нужно составлять дорожную карту мобилизации, ведь случается, что тендер заканчивается, например, в ноябре, а в январе уже необходимо заезжать на место работ.

К настоящему времени компанией «Пакер Сервис» накоплен обширный опыт работ на автономных проектах. В качестве положительного примера А. Байрамов привел опыт работ на Восточно-Мессояхском месторождении, где в 2019 году был зафиксирован первый успешный опыт очистки забоя скважин от пластового песка с применением колтюбинговой установки и мембранного азотного комплекса Pacific, модифицированного специалистами компании «Пакер Сервис». Суммарно в период с 2019 по 2022 год было извлечено при нормализации забоя на 81 скважине 932 тонны пластового песка.

Имеющиеся у «Пакер Сервис» мембранные азотные комплексы (МАК) модернизируются для

возможности работ на автономных проектах в течение длительного времени. На текущий момент компания располагает шестью модернизированными МАК, в которых заменен компрессор. Подобран надежный производитель компрессоров. Успешно решены вопросы логистического обеспечения.

Главный геолог ООО «ВЕТЕРАН» **Константин Алегин** выступил с докладом «**Методы борьбы с «самоподавливанием» газовых и газоконденсатных скважин. Удаление жидкости на горизонтальных участках**

ствола скважины с использованием технологии эжекторной очистки на ГНКТ». В процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин возникает проблема, когда потоки газа в газовых скважинах содержат воду или газовый конденсат, и

при снижении давления на забое в насосно-компрессорных трубах или в прискважинной зоне пласта начинает накапливаться жидкость.

В результате из-за высокой

Основные проблемные вопросы автономных проектов – географическое расположение, продолжительность автономии, сложности с доставкой грузов.



Константин Алегин

плотности жидкости (воды) создается давление, снижается технологический процесс добычи газа, резко сокращается производительность скважин. Проблема удаления жидкости с забоев скважин становится все более актуальной, так как постоянно увеличивается число

таких скважин. Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить с собой ее из ствола. По мере накопления столба жидкости в скважине увеличивается его

гидростатическое давление на забой, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины – самозадавливанию.

В докладе К. Алегина были подробно изложены причины самозадавливания скважин и представлены методы борьбы с этим явлением в вертикальных газовых и газоконденсатных скважинах. В частности, для эффективного подъема жидкости и газоконденсатных вертикальных скважин необходимо проведение следующих ГТМ:

- периодической продувки скважин;
- замены труб лифта НКТ большего диаметра на меньший;
- применения жидких и твердых ПАВ;
- оборудования скважин плунжерным лифтом НКТ;
- оборудования скважин концентрическими лифтовыми

По мере накопления столба жидкости в скважине увеличивается его гидростатическое давление на забой, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины – самозадавливанию.

Разработанный комплект оборудования ЭОС позволяет производить очистку скважин с градиентом давления до 0,05 атм/м.

колоннами;

- оборудования скважин газлифтом.

Константин Алегин дал ранговую оценку технологий для эксплуатации обводненных газовых скважин.

Вторая часть доклада была посвящена эжекторной очистке (ЭОС) горизонтального ствола скважины с АНДП от скопившейся

жидкости. Данный способ промывки применим в тех случаях, когда промывки с обычной циркуляцией нецелесообразны или невозможны. ЭОС основана на эффекте эжектирования, создаваемого

потоком, имеющим большую скорость течения. Для циркуляции используют двойную (концентрическую) ГНКТ, где рабочий поток подается вниз по меньшей ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ.

Двойная ГНКТ смотана на барабан, оснащенный специальным вертлюгом. Система эжекторной очистки скважины позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем даже твердой фазы плотностью до 1800 кг/м³ и размером частиц до 3 мм. Разработанный комплект оборудования ЭОС позволяет производить очистку скважин с градиентом давления до 0,05 атм/м. В заключении доклада была представлена технологическая схема проведения работ и перечислены преимущества ЭОС. Колтюбинговым технологиям

также был посвящен доклад заместителя главного инженера по освоению скважин ООО «Технологическая компания Шлюмберже» **Михаила Тонконога «Интеграция многофазной расходомерии с технологиями ГНКТ»,**

который был сфокусирован на том, какие дополнительные положительные эффекты возникают при интеграции поверхностных замеров и данных, получаемых при записи промышленной геофизики, когда приборы доставляются на ГНКТ в горизонтальную скважину.

Для того чтобы повысить качество данных, и особенно качество записи профиля притока, предлагается сочетание этих данных с такими же высокочастотными замерами поверхностных дебитов. Для замеров применяется многофазный расходомер Vx.

При ПГИ в горизонтальных стволах гидродинамические эффекты в стволе, вызываемые движением ГНКТ, влияют на запись профиля притока.

Наличие поверхностных высокочастотных замеров позволяет провести калибровку и исключить искажающее влияние ствола скважины.

Были представлены скважинные расходомеры для промышленно-геофизических исследований (ПГИ) – Flow Scanner – позволяющие определять метрологию отдельно для каждой фазы. Комплекс для ПГИ PSP применяется для определения

трехфазного профиля притока. Измерения могут производиться как в режиме реального времени, так и автономно. Электрические датчики (влагометрия) позволяют разделять проводящий и непроводящий флюиды (т. е. воду

и углеводород) Оптические датчики (газосодержащие) позволяют разделять флюиды со значительно отличающимися показателями преломления (т. е. газ и жидкость).

Михаил Тонконог привел пример влияния потока при проведении операции ГНКТ в интеграции Vx. Движение ГНКТ в скважине вызывает движение флюида (эффект свабирования и плунжера), влияющее на глубинный расходомер, который в результате показывает или занижение, или завышение дебита относительно истинного значения. Высокочастотные данные Vx на поверхности позволяют учитывать нестабильность потока во время ПГИ и дают более точный профиль притока.

Был сделан вывод, что при ПГИ в горизонтальных стволах гидродинамические эффекты в стволе, вызываемые движением ГНКТ, влияют на запись профиля притока. К примеру, рост дебита газа при движении вверх можно истолковать как прорыв газа из верхних



Юрий Штахов

интервалов. В действительности же это влияние движения флюида в стволе при движении ГНКТ. Наличие поверхностных высокочастотных замеров позволяет провести калибровку и исключить искажающее влияние ствола скважины.

Внутрискважинный инструмент для колтюбинговых установок, его модернизацию и реализацию технических решений представил генеральный директор ООО «Вилерен» **Юрий Штахов**. Компания специализируется на разработке внутрискважинного инструмента для колтюбинговых установок. В докладе были представлены переводники-коннекторы трубные, переводники (коннекторы) внутренние, инструмент для обработки внутренней поверхности ГНКТ типа КСШ для трубы диаметром 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм, матрицы для установки внутренних и внешних коннекторов, разъединители гидравлические кулачкового типа РГК, ловители внутренние типа ЛВК для внутреннего профиля GS, разъединитель механический для геофизических приборов типа РГМ, переводник шарнирный типа ПСА-М, овершоты освобождаемые и неосвобождаемые типа ОН и ОНГ. В заключительной части доклада был продемонстрирован видеоролик испытаний овершота освобождаемого типа ОНГ. Значительная часть продукции компании «Вилерен» является инновационной и

В 2020-е годы основными работами стали открытие портов ГРП, кислотные ГРП, обработка многоствольных скважин, бурение на ГНКТ.

импортозамещающей.

Генеральный директор по развитию международных продаж СЗАО «ФИДМАШ» **Виктор Ерченко** рассказал о развитии



колтюбинговых технологий в Российской Федерации, современности и перспективах

этого процесса. Появление отечественных колтюбинговых установок датируется концом девяностых – началом двухтысячных годов. В этот период использовалась ГНКТ диаметром 25,4–38,1 мм, а основными операциями были растепления и промывки скважин, а также ликвидации пробок. Технологический рост 2006–2010 годов был отмечен появлением новой техники и технологий, позволявших реализовать работы с геофизическим оборудованием, расширить спектр услуг по освоению и интенсификации, сделать первые шаги в колтюбинговом бурении.

Новые технические решения 2010-х годов состояли в использовании ГНКТ в процессах ГРП

(гидропескоструйная перфорация, разбуривание портов при МГРП, освоение после ГРП) и в работах в горизонтальных скважинах с ГНКТ диаметром 44,45–50,8 мм. В 2020-е годы основными работами стали открытие портов ГРП, кислотные ГРП, обработка многоствольных скважин, бурение на ГНКТ.

Заключительная часть доклада В. Ерченко была посвящена техническим решениям, которые предприятие реализует в настоящее время: выпуск колтюбинговых установок тяжелого класса с инжектором с тяговым усилием 45–63 т, расширение линеек оборудования, использование импортозамещающих комплектующих.

Трендовая тема колтюбингового бурения была поддержана докладом генерального директора ООО «Нефтегазтехнология»

Павла Попова «Бурение на ГНКТ по технологии Blood Vessels». Была дана

краткая характеристика технологии Blood Vessels (BV) – интенсификации притока и увеличения КИН за счет создания разветвленной сети боковых стволов в продуктивном пласте. Стволы проводятся из вертикальных (наклонно-направленных) обсаженных скважин и открытых горизонтальных стволов с определенными параметрами. Высокий КПД струйного бурения возникает за счет прямого использования гидравлической мощности без преобразования ее во вращение и дополнительных потерь энергии. Отсутствие крутящего момента позволяет быстрее и точнее

Была дана краткая характеристика технологии Blood Vessels (BV) – интенсификации притока и увеличения КИН за счет создания разветвленной сети боковых стволов в продуктивном пласте.



управлять траекториями проводки боковых стволов. Закачка жидкости на основной протяженности ведется по межколонному пространству НКТ/ГНКТ, и только в ста метрах от забоя поток переходит из межколонного пространства в ГНКТ. Система позволяет управлять забойным давлением: при АДП –

штуцированием выхода промывочной жидкости; при АНДП – снижением эквивалентной плотности промывочной жидкости посредством криогенного азотирования.

Подготовительные работы представляют собой фрезерование эксплуатационной колонны, затем высоконапорной струей, создаваемой с помощью гидромониторной насадки с автономным модулем зенитного угла, спускаемой на ГНКТ диаметром 38,1 мм, бурятся стволы.

Павел Попов подробно рассказал обо всех этапах проводки стволов в обсаженных скважинах

(технология BV_01), о порядке работ и возможностях проводки каналов BV в открытых горизонтальных стволах (технология BV_02). Были приведены факторы формирования преимуществ BV и расчеты дополнительной добычи.

Технология BV была опробована на скважине № 718 Бухарской площадки (Татарстан) и на скважине № 10 Осваньюрского месторождения (Коми). Получен результат, подтверждающий готовность дальнейшего внедрения технологии для создания каналов в прочных карбонатных породах.

О дизельных двигателях Yuchai для нефтегазовой отрасли рассказал **Сергей Иванцов**, начальник отдела силовых установок ООО «Вайсрусланд». С 2006 года компания «Вайсрусланд» являлась официальным дилером компании Caterpillar в Республике Беларусь, после ухода которой с рынка в 2022 году стала официальным дилером китайской компании Yuchai.

Yuchai уже более 70 лет специализируется на разработке и производстве легко адаптируемых и эффективных дизельных и



газотурбинных двигателей. Двигатели Yuchai мощностью от 15 кВт до 4200 кВт используются по всему миру в различных отраслях – от грузовых автомобилей, автобусов, спецтранспортных средств до сельскохозяйственной, морской, инженерной техники. Компания производит в год порядка 600 000 дизельных двигателей различной мощности. Поставки идут в 180 стран. Номенклатура включает 15 платформ, 49 семейств и более 2000 моделей. Экологический класс – от Евро I до Евро VI.

В модельном ряде дизельных двигателей Yuchai имеется V-серия, которая закрывает большую часть потребностей в двигателях нефтегазовой отрасли, в частности, для насосных, компрессорных и буровых установок. Это двигатели объемом 19,59 л, 26,7 л, 39,2 л, 52,3 л, способные заместить двигатели Caterpillar. Так, двигатели Yuchai V520 с успехом работают на установках ГРП. Было отмечено также, что запчасти для двигателей могут быть оперативно поставлены по всей России компанией Yuchai Parts.



ГНКТ: ИННОВАЦИИ О КОМПОЗИТНОМ ТОКОПРОВОДЯЩЕМ КОЛТЮБИНГЕ, ЕГО ТЕКУЩЕМ СОСТОЯНИИ И ПЛАНАХ РАЗРАБОТКИ

рассказал
ведущий инженер

Межкафедрального центра
исследования новых материалов для
объектов ТЭК при РГУ нефти и газа
(НИУ) им. И.М. Губкина **Алексей**

Вахрушев.

Совместно с
производителем
композитного
колтюбинга была
проведена серия
работ по изучению возможности
производства и внедрения
композитного токопроводящего
колтюбинга. В докладе была
представлена конструкция
композитного колтюбинга –
непрерывной трубы, тело которой
формируется непрерывной намоткой
нитей стекло- и углеволокна с
использованием реактопластовых
смола в качестве связующего.
В теле трубы может быть проложен
токопроводящий силовой кабель и
каналы связи. Коллективом авторов
была разработана конструкция трубы
диаметром 73 мм, которая позволяет
передавать на забой электрическую
мощность до 35 кВт.

Алексеем Вахрушевым был дан
сравнительный анализ композитного
колтюбинга и стальной ГНКТ,
изложена история применения
композитной непрерывной трубы
в мире, преимущественно в США.
Производство композитной
непрерывной трубы в России

Была представлена
конструкция композитного
колтюбинга – непрерывной
трубы, тело которой
формируется непрерывной
намоткой нитей
стекло- и углеволокна
с использованием
реактопластовых смол в
качестве связующего.

Композитный колтюбинг
может применяться для
всех основных операций
ГНКТ.

локализовано на базе
НПО «Фотополимер».
Опытно-производственная
линия смонтирована в
Московской области. Запуск
производства запланирован
на первый квартал
2024 года.

Докладчик рассказал
о стратегии разработки
и внедрения проекта, о
намеченной программе
и методике испытаний на 2024 год.
В заключительной части доклада
были приведены результаты

моделирования бурения
и других технологий с
композитной непрерывной
трубой. Сделан вывод, что
композитный колтюбинг
может применяться для

всех основных операций ГНКТ.

Доклад **«Сверхмощные койлы,
уникальные ГНКТ и не только...»**



озвучил генеральный директор по
России и странам СНГ ООО «ШИНДА
ТЮБИНГ СОЛЮШНС», д. т. н.

Павел Егоров. Линейка продуктов
«ШИНДЫ» включает в себя широкую
номенклатуру кабельной продукции

для нефтегазового применения, в т. ч. ГНКТ в соответствии API 5ST; ГНКТ больших диаметров, больших длин и толщин стенок; разностенные ГНКТ из нержавеющей и специальных сталей; в сероводородном исполнении. Также выпускаются колтюбинговые установки на полуприцепе и шасси.

Фокусом доклада стала презентация инновационного продукта компании

– колтюбинговой установки тяжелого класса, которая подходит для эксплуатации ГНКТ из стали высокой марки, большого диаметра и большого собственного веса в сверхглубоких и горизонтальных скважинах. Были представлены технические характеристики данной установки и особенности ее конструкции, приведены параметры ее работы на месторождениях.

В заключительной части

Было рассказано о ГНКТ со встроенными системами внутри (труба в трубе, греющая ГНКТ, ГНКТ с силовым кабелем, кабелем управления и гидравлическими трубками).

доклада было рассказано о ГНКТ со встроенными системами внутри (труба в трубе, греющая ГНКТ, ГНКТ с силовым кабелем, кабелем управления и гидравлическими трубками).

Об импортозамещающих гибких насосно-компрессорных трубах из новой российской стали

производства ООО «СТАР ТЬЮБИНГ» доложил генеральный директор одноименного предприятия **Владимир Руднев.**

«СТАР ТЬЮБИНГ» – новое,

Одно из приоритетных направлений развития предприятия – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом импортного производства.

динамично развивающееся предприятие по производству импортозамещающей продукции, прежде всего ГНКТ. Производственная площадка компании расположена на территории индустриального парка «Мастер» в Ставрополе. Эта

локация является удобной с точки зрения логистики. Наличие на площадке железной дороги позволяет оперативно отправлять продукцию потребителям. Было рассказано об оборудовании, которым оснащено производство. В процессе подготовки к выпуску труб проводятся исследования с целью определения оптимальных режимов термической и термомеханической обработки всех сварных соединений: косых швов, соединяющих концы рулонов штрипса, и продольного сварного шва трубы. Исследования проводятся в собственной испытательной лаборатории. Особенность



Владимир Руднев

выпускаемой продукции состоит в высоких требованиях, предъявляемых к каждой характеристике качества каждого миллиметра всей пятикилометровой ГНКТ. Поэтому в процессе приемосдаточного контроля выполняется полный набор операций и испытаний.

Одно из приоритетных направлений развития предприятия – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной стали, способной на равных конкурировать с металлом импортного производства.

Нефтепромысловая химия. Новые перспективы

Блок нефтепромысловой химии представили специалисты Центра мирового уровня РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Люция Давлетшина, д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, в. н. с. Центра мирового уровня выступила с докладом «**Зеленая**

химия. «Зеленые» ингибиторы коррозии». «Зеленая» химия – это любое усовершенствование химических процессов, которое положительно влияет на окружающую среду. Пути развития «зеленой» химии: новые способы синтеза, возобновляемые источники сырья и энергии, замена традиционных органических растворителей.

«Зеленые» ингибиторы коррозии



должны соответствовать критериям «зеленой» химии. Продукты, которые будут использованы в качестве «зеленых» ингибиторов,

Продукты, которые будут использованы в качестве «зеленых» ингибиторов, можно экстрагировать из обычного сырья, в состав которого входят атомы серы, азота, кислорода в соединениях, присутствующих и в синтетических ингибиторах коррозии.

можно экстрагировать из обычного сырья, в состав которого входят атомы серы, азота, кислорода в соединениях, присутствующих и в синтетических ингибиторах коррозии.

В НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина были изучены публикации по тематике «зеленых» ингибиторов коррозии.

Начиная с 70-х годов прошлого века в мире в ведущих научных журналах выходило по одной-две статьи. С 2000-х годов количество публикаций резко возросло, что свидетельствует об актуальности темы. Были проанализированы 93 работы за период 1972–2020 годов, в т. ч. 80 работ, опубликованных в международных рецензируемых журналах. Особое внимание было обращено на публикации,

касающиеся кислотной коррозии в присутствии десяти-двенадцатипроцентной соляной кислоты.

Были проанализированы публикации по цитрусовым культурам, самая распространенная из которых на планете – апельсин. В мире производится в среднем 73 298 838 тонн этого фрукта в год. Отходы кожуры после приготовления сока, составляющие 50% апельсина, обычно уничтожаются путем сжигания, при котором выделяется углекислый газ и другие парниковые газы. Авторы ряда публикаций предлагают различные методы выделения «зеленых» ингибиторов коррозии из апельсиновой кожуры.

Наиболее подходят на роль «зеленых» ингибиторов флавоноиды, в значительном количестве содержащиеся в апельсиновой кожуре. Могут применяться различные методы их экстракции: мацерация, соклет, экстракция с помощью ультразвука, сверхкритическая жидкостная экстракция, отвар, экстракция противотоком, жидкостная экстракция под давлением, экстракция с помощью микроволн. Перечисленные методы в разной степени соответствуют принципам «зеленой» химии, поскольку в некоторых из них при экстракции используются органические растворители. Наиболее экологичен метод экстракции с помощью микроволн.

Инженер Центра мирового уровня **Денис Поляков** рассказал

Наиболее подходят на роль «зеленых» ингибиторов флавоноиды, в значительном количестве содержащиеся в апельсиновой кожуре.

об изучении влияния различных сшивающих агентов на полимеры целлюлозы.

В рамках исследований были выбраны такие полимеры, как карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), полианионная целлюлоза (ПАЦ), метилцеллюлоза (МЦ) и гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ). Важная особенность данных полимеров – их способность образовывать сшитую структуру. В роли сшивающих агентов для производных целлюлозы с целью получения трехмерной сшитой структуры могут быть использованы



Денис Поляков

металлы, имеющие валентность три и выше. Например, ионы: Al^{+3} ; Cr^{+3} ; Fe^{+3} ; V^{+3} ; Cu^{+2} ; Ti^{+4} . Были выбраны такие сшиватели, как полиоксихлорид алюминия, сульфат меди, ацетат хрома и бихромат калия, являющиеся наиболее технологичными, доступными и безопасными для применения в промышленных условиях.

Были проведены лабораторные исследования по сшивке нескольких

полимерных систем, которые могут выступать в качестве основы жидкостей глушения при их использовании в условиях аномально низких пластовых давлений. Получены вязкоупругие составы на основе КМЦ, ПАЦ, МЦ и ГЭЦ. Вязкоупругая жидкость (сшитый полимер) – это система, способная образовывать определенную структуру, характеризующуюся способностью не разрываться в условиях упругих и жестких деформаций.

В ходе исследований было выявлено, что сшитые производные целлюлозы обладают различными вязкоупругими свойствами в зависимости от сшивающего агента. Производные целлюлозы возможно сшить при воздействии различных температур. Также в зависимости от температуры различны вязкоупругие характеристики сшитого геля. При процессе сшивки производных целлюлозы можно добиться как повышения вязкости, так и получения сшитого, «звонящего», вязкоупругого геля. Большой диапазон условий для получения гелей производных целлюлозы, а также экономическая и транспортная доступность в России позволяют использовать их в широком спектре работ, проводимых в промысловых условиях.

Разработку и

Были проведены лабораторные исследования по сшивке нескольких полимерных систем, которые могут выступать в качестве основы жидкостей глушения при их использовании в условиях аномально низких пластовых давлений. Получены вязкоупругие составы.

исследование многофункциональной композиции на основе имидазолина

представила м. н. с. Центра мирового уровня **Виктория Котехова**. Было рассказано о процессе разработки многофункциональной композиции и исследовании совместного влияния поверхностно-активных веществ,

органических и неорганических соединений на защитное действие ингибитора коррозии на основе имидазолинов, а также изложены



Композиция демонстрирует свою эффективность как ингибитор коррозии в минерализованной пластовой воде, насыщенной углекислым газом и сероводородом, в растворах сульфаминовой кислоты, а также в растворах соляной кислоты.

результаты испытаний разработанных составов в различных агрессивных средах в динамических и статических условиях.

В результате серии проведенных экспериментов была разработана многофункциональная композиция на основе

имидазолина.

В состав также входят анионный ПАВ «Нежеголь» и йодид калия.

Композиция демонстрирует свою эффективность как ингибитор коррозии в минерализованной пластовой воде, насыщенной углекислым газом и сероводородом, в растворах сульфаминовой кислоты в диапазоне концентраций от 5 до 15% масс., а также в растворах соляной кислоты 5 и 10% масс. Оптимальная концентрация составляет 60 г/м³ в водных средах 0,06% масс. в кислотных средах.

Многофункциональная композиция не содержит в своем составе четвертичных аммониевых и хлорорганических соединений, может быть изготовлена с использованием растительного сырья. Она обладает необходимыми для ингибитора коррозии технологическими свойствами, а также может быть использована в качестве реагента-гидрофобизатора для обработки призабойной зоны пласта, что говорит о возможности ее применения в составе технологических жидкостей при различных скважинных операциях.

О совершенствовании методов борьбы с опережающим обводнением нефтяных скважин рассказал д. т. н.

Александр Куликов, в. н. с. Центра мирового уровня. Доклад был посвящен разрабатываемым и запатентованным технологиям борьбы с опережающим обводнением скважин в условиях трудноизвлекаемых запасов. К примеру, такие условия создаются



Александр Куликов

Разработан комплексный реагент, который применяется в два этапа и оказывает сначала тампонирующее, а затем стимулирующее действие.

в низкопроницаемых коллекторах,

в юрских отложениях. В Западной Сибири практически все месторождения переходят от третьей к четвертой стадии разработки и выработка запасов снижается.

В этих условиях

применяется метод выравнивания профиля нагнетательных скважин, чтобы фронт вытеснения нефти водой шел по пласту более-менее равномерно. Для среднепроницаемых коллекторов используются обычные составы, сшитые сшивателем на основе тяжелых металлов. А в условиях низкопроницаемых коллекторов применяется технология выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, когда в нее сначала закачивается жесткий полимерный гелеобразующий сшитый состав, который, попадая в пласт, сшивает его и тампонирует его высокопроницаемую часть. Вслед за этим закачивается кислотный



Гульдар Кутушева

состав, который проникает уже в низкопроницаемую часть пласта, поскольку высокопроницаемая часть тампонируется полимером. Таким образом, увеличивается проницаемость низкопроницаемых коллекторов. Был разработан комплексный реагент, который применяется в два этапа и оказывает сначала тампонирующее, а затем стимулирующее действие.

Логическим продолжением этого доклада явилось выступление ведущего инженера Центра мирового уровня **Гульдар Кутушевой** «**Совершенствование технологии удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин**». Существует множество различных способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин: механизированные, увеличение скорости потока, технологические,

Применение пенообразователей является наиболее эффективным, менее энергозатратным и бюджетным способом, который минимизирует потери пластовой энергии, необходимой для подъема углеводородов.

физико-химические, тепловые. Выбор метода удаления жидкости обусловлен геолого-промысловой характеристикой месторождения, конструкцией скважин, стадией разработки месторождения, количеством и причинами поступления воды из пласта в скважину. Применение пенообразователей является наиболее эффективным, менее энергозатратным и бюджетным способом, который минимизирует потери пластовой энергии, необходимой для подъема углеводородов.

Во время проведения экспериментов с различными видами пенообразователей стало ясно, что большинство известных ПАВ работают только при определенных одиночных условиях. Поэтому был разработан и запатентован ПАВ РГУ НГ МГС в жидкой и твердой формах. Он способен образовывать пену при совокупности



Артём Грибов

факторов, осложняющих пенообразование, благодаря водо- и маслорастворимым алкилсульфатам и сульфэтоксилатам натрия, входящим в его состав. ПАВ РГУ НГ МГС был успешно испытан на Уренгойском месторождении в жидком и твердом видах (в виде стержней).

Информационные технологии и подготовка специалистов

Заключительный тематический блок конференции был посвящен информационной поддержке высокотехнологичного нефтегазового сервиса и подготовке специалистов для него. **Об информационно-коммуникационных системах для колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ** рассказал ученый секретарь Совета ветеранов РАН **Леонид Раткин**. Его доклад был сфокусирован на корпоративных информационных системах и возможности их использования в нефтесервисной отрасли.

С **Ассоциацией инженеров ГРП и ГНКТ** присутствующих познакомил ее директор **Артем Грибов**. Он рассказал о целях ассоциации, принципах ее работы, условиях участия и преимуществах, которые получает участник. Заклучительная часть выступления была посвящена программе развития «Шаг роста».

Возможность неформального общения ее постоянные участники считают самой полезной опцией.

Возможность профессионального роста через обучение в «Шлюмберже»

представил руководитель Сибирского тренингового центра (СТЦ) **Александр Польшенко**. СТЦ является самым большим по площади и самым новым из четырех учебных центров «Шлюмберже» в мире. Основное назначение центра – подготовка и повышение

профессиональной квалификации технических специалистов как самой «Технологической компании Шлюмберже», так и других российских сервисных компаний. Подготовка ведется в условиях, приближенных к реальным. Обучение

проводится по ряду актуальных направлений, в т. ч. ГРП и ГНКТ.

Обмен опытом продолжился в кулуарах конференции. Возможность неформального общения ее постоянные участники считают самой полезной опцией. Каждую осень конференция собирает на несколько дней в Москве коллег, которых все остальное время разделяют огромные расстояния. И эти дни становятся особенными, потому что они дают интеллектуальную подзарядку на весь долгий год.

Верим, что и осенью 2024 года 25-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» соберет всех нас в клубе приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса!

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Композитный колтюбинг для бурения и внутрискважинных работ

А.В. ВАХРУШЕВ, ведущий инженер Межкафедрального центра исследования новых материалов для объектов ТЭК при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; **М.Я. ГЕЛЬФГАТ**, к. т. н., в. н. с., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; **В.В. СЛЕДКОВ**, к. т. н., с. н. с., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; **С.В. ЧУПРИН**, генеральный директор ООО «НПО «Фотополимер»

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с производителем композитного колтюбинга ООО «НПО «Фотополимер» провели серию работ по изучению возможности производства и перспективах применения композитного токопроводящего колтюбинга (ТНТ). В статье приводятся полученные результаты и анализ перспектив применения ТНТ для различных операций при строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин.

Работы с применением колтюбинга составляют значительную долю на рынке внутрискважинных операций в нефтегазовом секторе. По данным международной организации ICoTA (Intervention and Coil Tubing Association) [1], по состоянию на 2020 год в мире эксплуатировалось 1436 колтюбинговых установок. При этом на регион Россия и СНГ из них приходилось 243 единицы. На начало 2023 года только в России эксплуатировалось не менее 170 установок разных типов для работы с колтюбингом.

В сравнении с традиционными методами проведения буровых и внутрискважинных работ колтюбинговая технология позволяет увеличить мобильность применяемого оборудования, сократить время на проведение работ, повысить скорость спуско-подъемных операций (СПО) и получить значительный экономический эффект.

Большинство эксплуатируемой гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) произведено из стали. В зависимости от марки технические

характеристики таких труб варьируются в широких пределах. При этом стальной непрерывной трубе присущи преимущества и недостатки, обусловленные свойствами материала и условиями эксплуатации. В стремлении к расширению возможностей применения колтюбинговых технологий в современных условиях (рост длины горизонтальных участков и количества сверхдлинных скважин) были предприняты усилия по поиску альтернативных конструкций и новых материалов для ее изготовления. Одним из перспективных направлений в производстве такой трубы является использование конструкции с применением композитных материалов.

Непрерывная гибкая труба была впервые изготовлена из композитных материалов в 90-х годах прошлого века, и в дальнейшем эта технология совершенствовалась и постепенно внедрялась в сферу нефтегазодобычи. Первоначально такие трубы использовались в качестве внутривнепромысловых

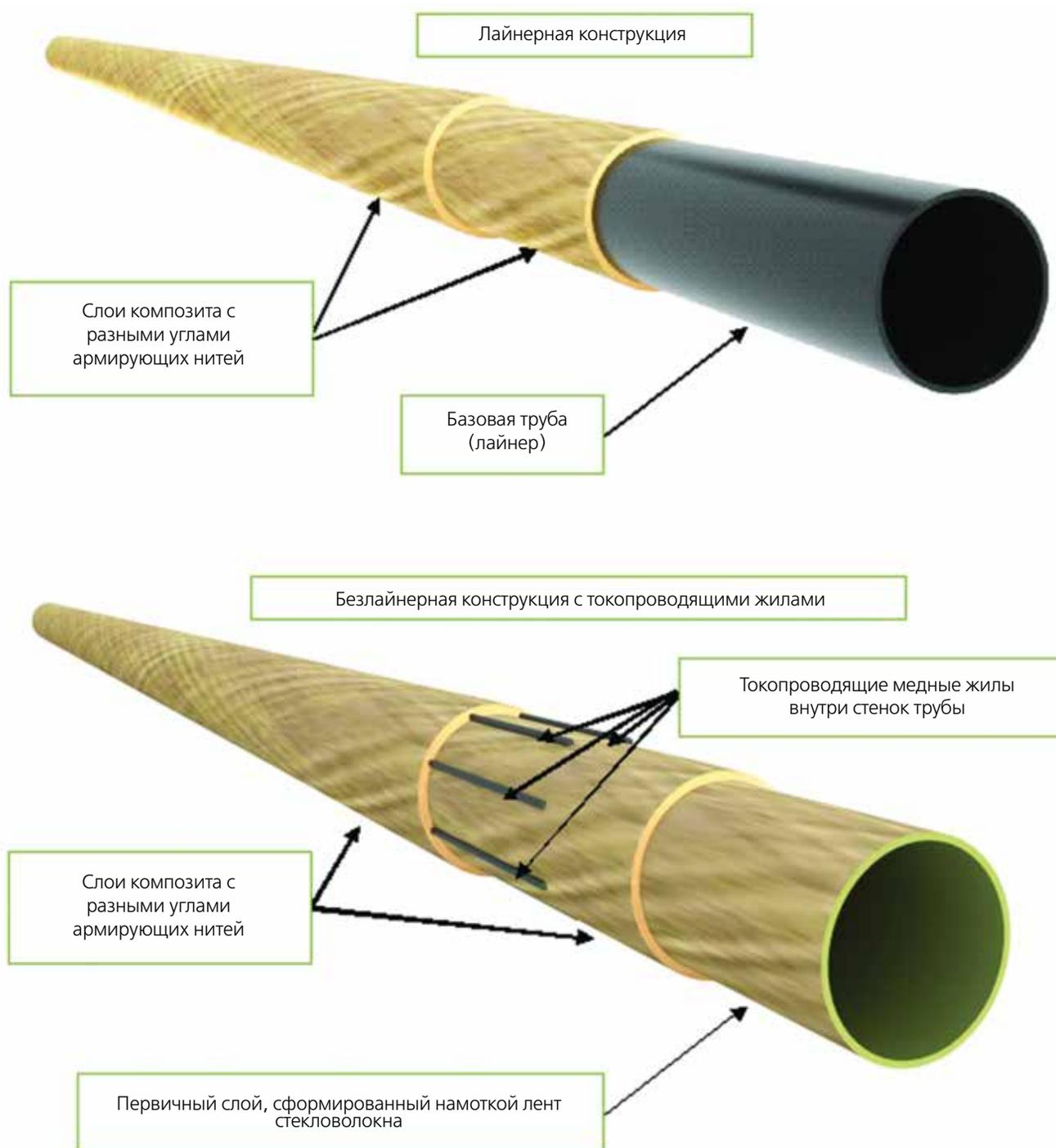


Рисунок 1 – Композитная труба лайнерной и безлайнерной конструкции

трубопроводов. По сведениям компании Fiberspar на 2003 год, для наземных трубопроводов только одна эта компания произвела более 600 км композитной непрерывной трубы, которая в основном применялась в Северной Америке [2]. В 1999-2000 годах около 6,5 км композитного колтюбинга диаметром

78 мм с электрическим каналом связи применялись для бурения в Северном море в рамках совместного проекта Anaconda компаний Halliburton и Statoil [3]. В 2016 году компания Magna анонсировала разработку композитной трубы длиной до 3 км, предназначенной для внутрискважинных работ,

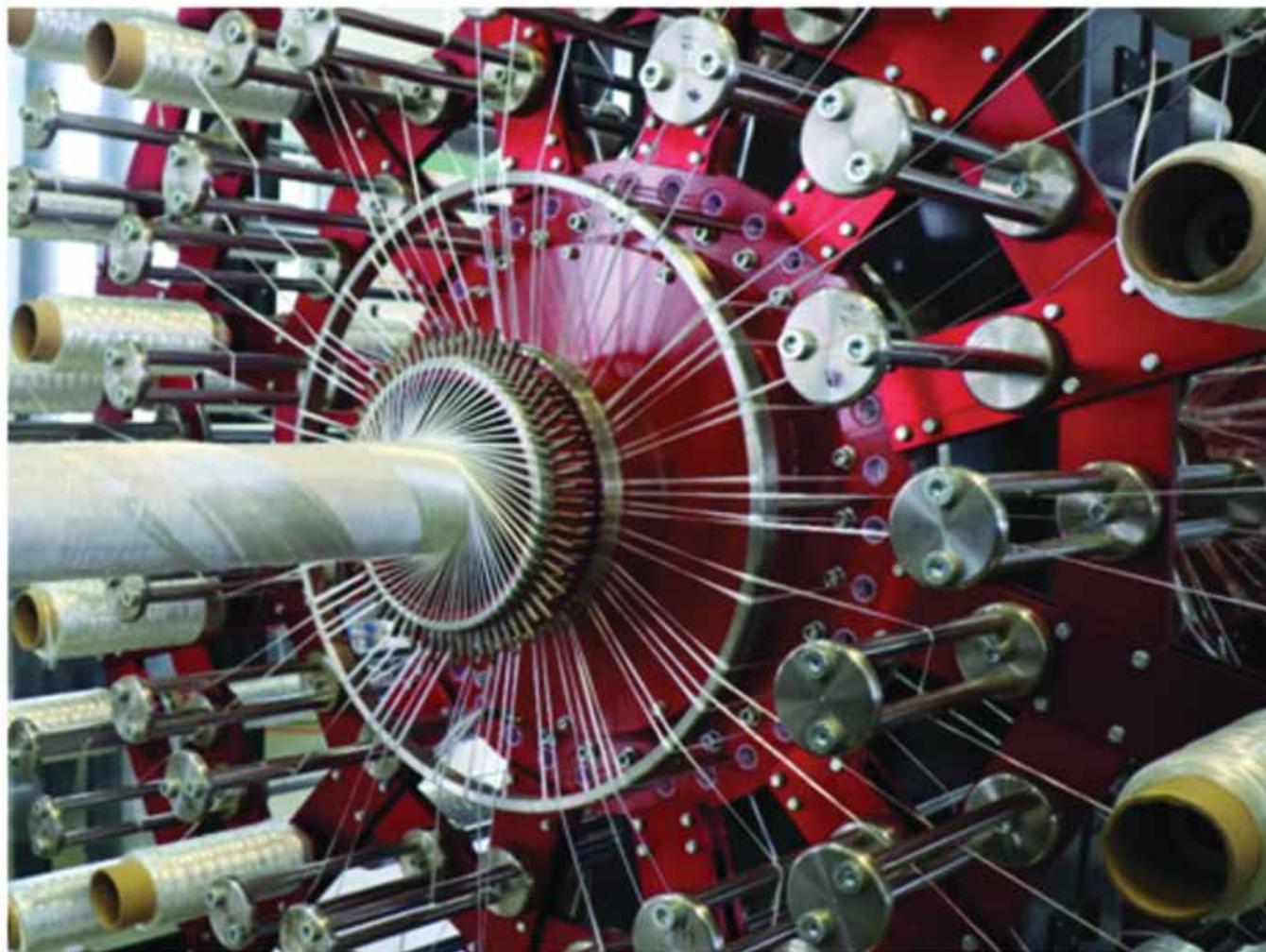


Рисунок 2 – Формирование первоначального слоя композитной трубы на установке намотки

рассчитанной на давление 105 МПа. Сегодня компания предлагает трубу M-pipe из углеволокна диаметром от 2 до 6 дюймов (50,8–152,4 мм) с допустимым внутренним давлением от 34 до 103 МПа. В 2011 году компания NOV представила свое решение по композитному колтюбингу диаметрами 40 и 50 мм с допустимым давлением 24 МПа. В 2021-м компания Baker Hughes запустила крупное производство композитной непрерывной трубы в Хьюстоне.

Композитный колтюбинг

Композитный колтюбинг – это труба, сформированная непрерывной намоткой нитей матрицы, чаще всего из стекло- и/или углеволокна,

с использованием реактопластовых смол в качестве связующего. Длина трубы ограничивается только вместимостью барабана, на который эта труба наматывается. Композитная труба оканчивается стальным коннектором – узлом перехода от композитной трубы к резьбовому соединению с КНБК. Прочностные характеристики определяются материалом связующего, армирующих нитей, количеством и толщиной слоев, а также направлением нитей в каждом из них. Варианты конструкций показаны на рис. 1 и 2.

К преимуществам композитной непрерывной трубы можно отнести:

- коррозионную стойкость – труба успешно может применяться для

- химической обработки пластов и кислотоструйного бурения;
- высокую усталостную прочность, что обеспечивает увеличенный срок службы и снижение эксплуатационных расходов. Сравнительные испытания, проведенные за рубежом, показывают многократное превышение усталостной прочности композитных труб на базе стекловолокна над показателями стальных ГНКТ;
 - отсутствие деформации в течение всего срока эксплуатации. Поперечное сечение трубы не приобретает овальность;
 - низкий удельный вес, примерно в два-три раза меньше, чем у стальной ГНКТ. Для операций с композитной трубой подойдут установки меньшей грузоподъемности, кроме того, общий вес колонны будет значительно снижен;
 - поскольку в буровом растворе такая труба имеет гораздо большую плавучесть, это будет способствовать достижению забоя на протяженных горизонтальных участках без возникновения баклинга;
 - возможность размещать внутри стенок трубы токопроводящие жилы и каналы связи. Изоляция между жилами обеспечивается покрытием каждого провода и диэлектрическими свойствами разделяющих слоев композита. Канал связи дает возможность высокоскоростного обмена информацией с внутрискважинным инструментом для получения геофизической информации и управления забойной компоновкой в реальном масштабе времени;
 - малую теплопроводность, которая положительно сказывается на снижении отложений на стенках

трубы. Кроме того, при передаче электрической мощности на забой возникает подогрев стенок, что усиливает эффект снижения отложений.

К недостаткам композитной трубы относятся:

- пониженные прочностные характеристики по сравнению со стальной, в частности меньшая прочность на растяжение и кручение, а также меньшее максимально допустимое внутреннее и наружное давление;
- большая толщина стенок трубы, необходимая для получения требуемых прочностных параметров, приводит к уменьшению внутреннего проходного сечения и ухудшению гидравлических характеристик внутреннего канала, а также увеличению жесткости трубы;
- относительно высокая стоимость на сегодняшний день. По мере увеличения объема производства стоимость, вероятно, будет снижаться.

Композитная непрерывная труба как новый вид технологии потребует разработки и внедрения оборудования и инструментов для эксплуатации, неразрушающего контроля, а также методики ремонта и утилизации трубы.

Программа разработки и внедрения новой технологии

На базе оборудования компании Flexstrong по производству непрерывной композитной трубы для трубопроводов лайнерной конструкции планируется наладить выпуск в России композитного колтюбинга. В рамках подготовки такого производства РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно

с производителем разработали программу разработки и внедрения композитной непрерывной токопроводящей трубы. В 2023 году были выполнены НИР, в ходе которых проведен анализ возможных областей применения и выбор наиболее перспективных. Были предварительно выбраны материалы, конструкция, типоразмеры труб для пилотного проекта, рассчитаны их характеристики и разработана программа лабораторных и стендовых испытаний. Также было проведено сравнительное моделирование применения стального и композитного колтюбинга в различных скважинах, проанализировано оборудование и инструменты, необходимые для работы с композитной непрерывной трубой, и выработаны рекомендации по его модификации.

В 2024-2025 годах запланировано проведение полного цикла лабораторных и стендовых испытаний на образцах-прототипах конечной длины для определения прочностных и эксплуатационных характеристик трубы. В качестве пилотных типоразмеров для освоения и испытаний выбраны трубы 73,0 x 9,5 мм для операций бурения и 50,8 x 9,5 мм для проведения внутрискважинных работ. В таблице 1 приведены расчетные характеристики этих труб.

Наиболее привлекательным способом бурения на композитном токопроводящем колтюбинге является электробурение [4]. В связи с этим в конструкции ТНТ 73 мм предусматриваются силовые жилы,

Таблица 1 – Характеристики композитного колтюбинга

Параметры композитного колтюбинга	ТНТ 73,0 x 9,5	ГКТ 50,8 x 9,5
Внешний диаметр, мм	73,0	50,8
Толщина стенки, мм	9,5	9,5
Внутренний диаметр, мм	54,0	31,8
Номинальное внутреннее давление, МПа	31,6	47,9
Масса погонного метра трубы, кг	4,29	2,79
Максимальная растягивающая нагрузка, т	26,4	17,1

позволяющие передавать мощность до 35 кВт.

Моделирование применения

Для моделирования поведения композитной непрерывной трубы в реальных скважинах были проведены сравнительные расчеты напряженно деформированного состояния колонны и гидравлики для скважин различного профиля и нескольких вариантов компоновок. Компьютерное моделирование проводилось с помощью программного пакета Landmark Wellplan.

Для оценки возможности применения композитной трубы при бурении были взяты исходные данные по типовой скважине одного из месторождений в России. На рисунке 3 представлен профиль скважины, а в табл. 2 компоновки колонны, по которым был сделан расчет. Моделировалось бурение в интервале 2440–2930 м открытого ствола диаметром 120,6 мм из-под обсадной колонны 178 мм, с зенитным углом 81-88 градусов.

Исходный вариант № 1 соответствует применяемой на данном месторождении компоновке на стальных ГНКТ. В варианте № 3 исследовалась возможность

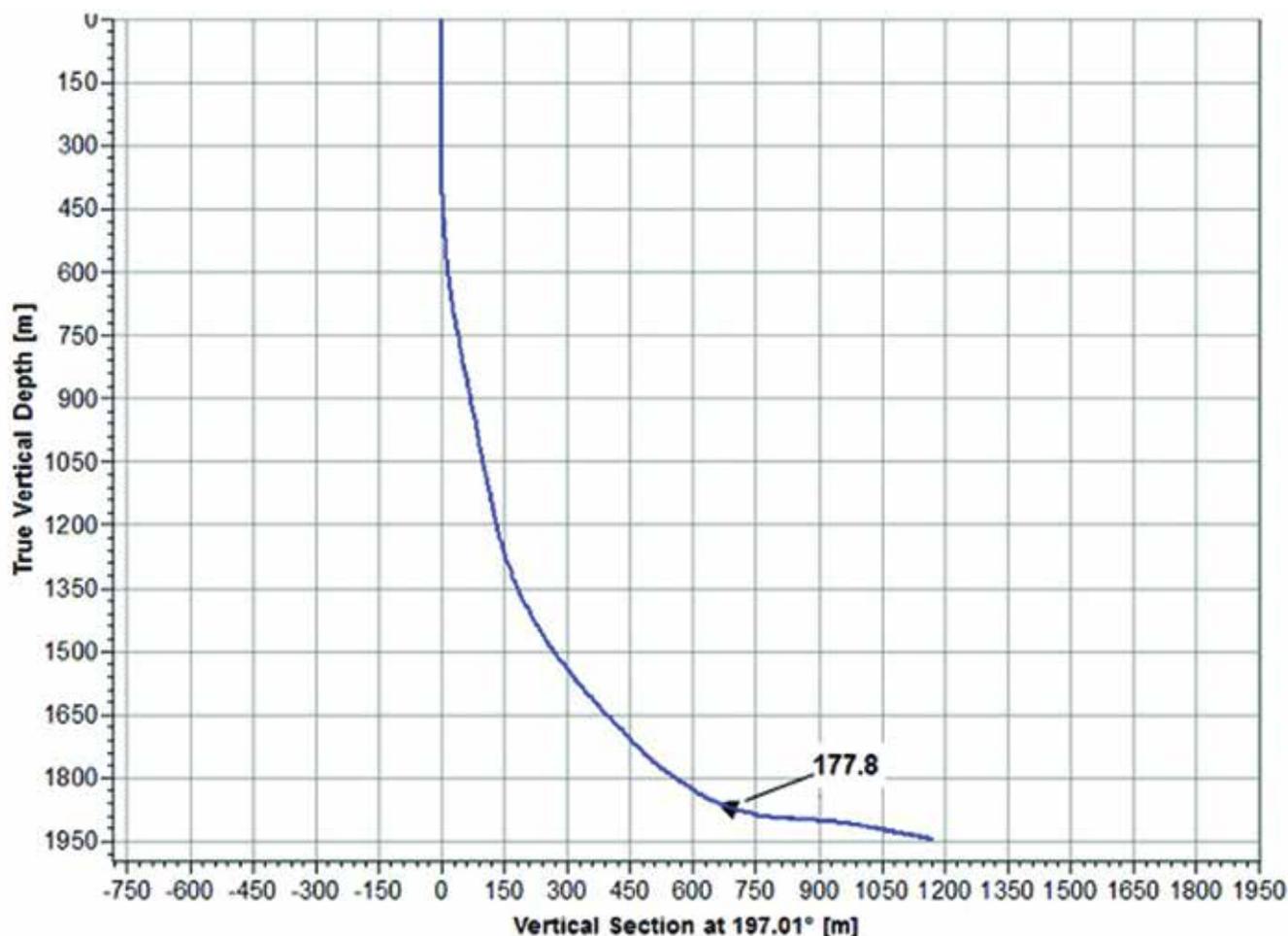


Рисунок 3 – Профиль типовой скважины для бурения на ГНКТ

применения исходной КНБК с заменой ГНКТ на композитную непрерывную трубу. В варианте № 2 компоновка состояла из стальных ГНКТ, электробура ВЭД95 (НД 95 мм, номинальная мощность 35 кВт) и системы направленного бурения СНБ-89. При этом подразумевалось, что электрическая мощность и сигнал управления передавались на КНБК по кабелю, запасованному внутри ГНКТ, и, соответственно, при расчете гидравлики учитывалось уменьшение внутреннего проходного сечения трубы за счет нахождения

Таблица 2 – Варианты компоновок для моделирования бурения на колтюбинге

Компоновка № 1	Компоновка № 2	Компоновка № 3	Компоновка № 4
<ul style="list-style-type: none"> • ГНКТ 66,7 RT-80 с толщиной стенки от 5,2 до 4,4 мм • Винтовой двигатель ДВ95-Р с регулятором угла • PDC 120,6 мм 	<ul style="list-style-type: none"> • ГНКТ 66,7 RT-80 с переменной толщиной стенки от 5,2 до 4,4 мм с кабелем D20 мм внутри • Система направленного бурения СНБ-89Э • Электробур ВЭД-95 • PDC 120,6 мм 	<ul style="list-style-type: none"> • Композитная ТНТ 73,0 x 9,5 мм • Винтовой двигатель ДВ95-Р с регулятором угла • PDC 120,6 мм 	<ul style="list-style-type: none"> • Композитная ТНТ 73,0 x 9,5 мм • Система направленного бурения СНБ-89Э • Электробур ВЭД-95 • PDC 120,6 мм

внутри силового кабеля. Вариант № 4 рассматривал применение композитной ТНТ с передачей электрической мощности и сигнала по жилам внутри стенок композитной трубы к КНБК, аналогичному по составу с вариантом № 2.

Расчет напряженно-деформированного состояния



показал, что композитная колонна 73,0 мм успешно заменяет ГНКТ 66,7 мм. Такая колонна позволяет производить операции спуска и бурения без потери продольной устойчивости, подобно стальной ГНКТ, а ее вес будет значительно ниже. По расчетам, вес на подъем компоновок № 3 и № 4 составил всего 7 тонн, что в три раза меньше, чем у компоновок № 1 и № 2 (рис. 2). Гидравлический расчет показал, что требуемое давление на всех режимах эксплуатации значительно меньше, чем максимально допустимое внутреннее давление для композитной ГНКТ. При этом наименьшими гидравлическими потерями будет обладать компоновка № 4 с композитной токопроводящей

трубой, СНБ и электробуром.

Моделирование спуска инструмента для промывки забойной зоны проводилось на профиле скважины с большим отходом от вертикали на месторождении Ю. Корчагина в Каспийском море. Информация по профилю, коэффициентам трения, компоновке и типоразмеру стальной ГНКТ была взята из публикации в открытых источниках [5]. Общая длина скважины до забоя составляла 7200 м при длине горизонтального участка свыше 4,5 км. Для моделирования были взяты стальная труба 50,8 мм переменной толщины стенки от 5,2 до 2,8 мм и композитная труба 50,8 мм со стенкой 9,5 мм. По результатам расчетов получилось, что:

- обе компоновки выдерживают

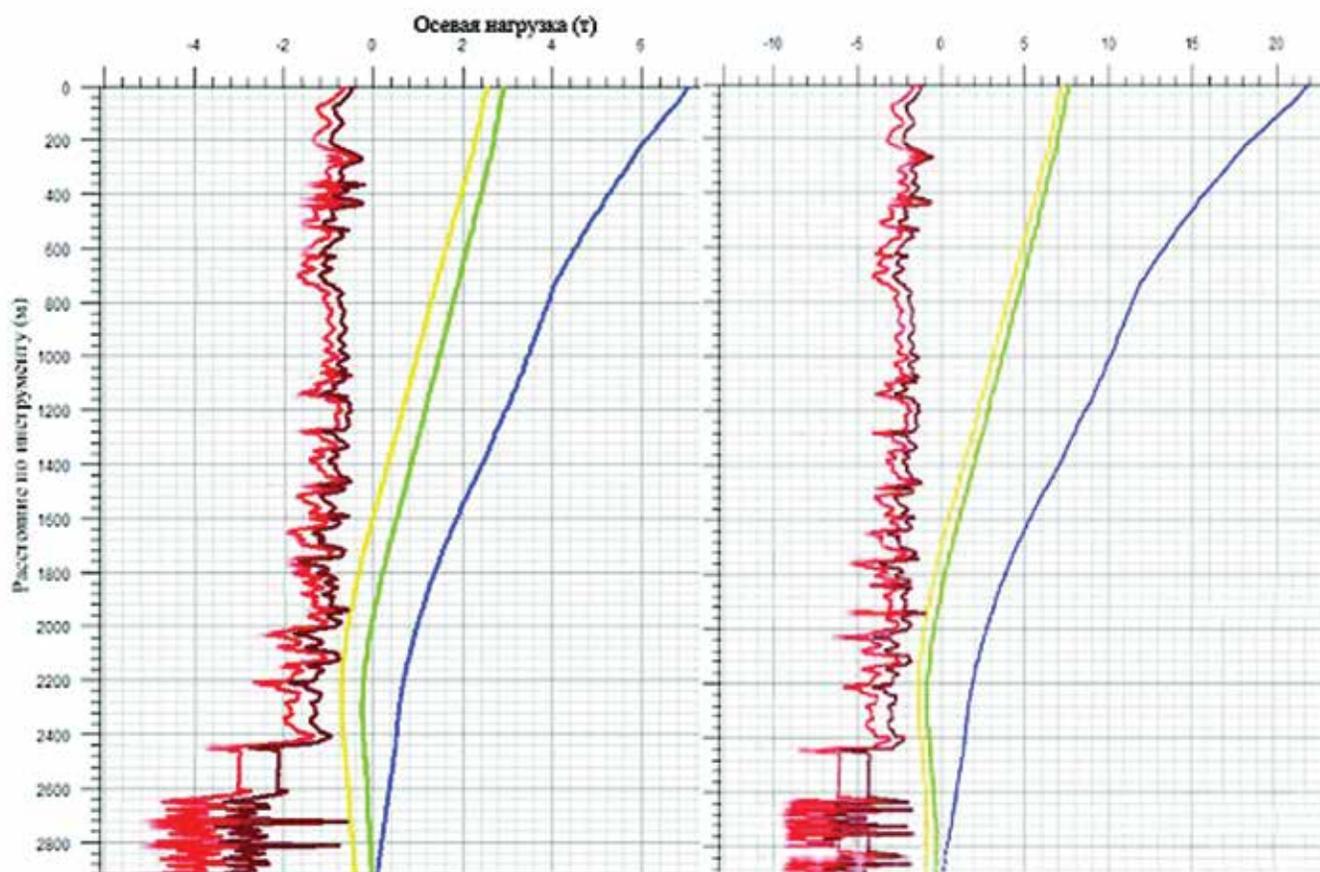


Рисунок 4 – Графики эффективных осевых нагрузок

(компоновки с ГНКТ № 1 и № 2 – график слева, компоновки с композитной ГКТ (ТНТ) № 3 и № 4 – график справа)

Обозначения линий: красная – спиральный баклинг, коричневая – синусоидальный баклинг, желтая – бурение, зеленая – спуск в скважину, синяя – подъем

растягивающие нагрузки при подъеме;

- вес композитной колонны на подъем более чем в два раза меньше, чем у стальной;
- обе колонны потребуют забойный «трактор» для спуска на забой, при этом при спуске без «трактора» композитная колонна спускается на 330 м глубже стальной;
- композитная колонна будет иметь повышенное гидравлическое сопротивление из-за толщины стенки, но прочностные характеристики трубы ТНТ позволяют проводить промывку даже на глубине 7200 м. Гидравлическое сопротивление композитной трубы можно снизить, если разработать конструкцию с переменной толщиной стенки. По результатам проведенных исследовательских работ и расчетного моделирования были сделаны выводы по возможности применения композитной непрерывной трубы для всех основных операций с колтюбингом. При этом композитная ТНТ с подачей электрической мощности на забой по кабелям, проложенным внутри стенок трубы, имеет преимущество над ГНКТ с кабелем, особенно в применении совместно с электробуром, по гидравлическим показателям и простоте эксплуатации. Одновременно с этим высокоскоростной электрический канал связи в такой трубе кардинально увеличивает количество информации, получаемой в реальном времени от геофизических приборов с забоя, и позволяет успешно работать с автоматизированной системой направленного бурения и «трактором» с электроприводом. При спуске на забой компоновка с

композитной трубой обеспечивает спуск на большую глубину без баклинга, а при использовании «трактора» потребуется меньшее усилие на «тракторе» при протягивании колонны. Композитная труба обладает необходимыми прочностными характеристиками для выполнения операции промывки на большинстве существующих скважин, в том числе со сверхдлинным отходом от вертикали.

Дополнительные НИОКР

В результате проведенного исследования были намечены вопросы, требующие обязательного решения для ввода композитной непрерывной трубы в эксплуатацию:

- подбор колтюбинговой установки под барабан с трубой ТНТ и модификацию барабана, включая изменение узла крепления трубы к барабану и узла подачи электрической мощности и сигнала на токопроводящие жилы трубы;
- разработка переходного узла от композитной трубы к стальной КНБК. Этот узел должен иметь прочность на растяжение, крутящий момент и усталостную прочность выше, чем основное тело композитной трубы, при этом узел должен иметь контактную группу для передачи электрической мощности;
- подбор материала, проектирование и изготовление вкладышей инжектора под композитную трубу;
- разработка ловильного инструмента, специализированного для работы с трубой ТНТ;
- разработка оборудования неразрушающего контроля композитной трубы;
- разработка технологии ремонта и утилизации композитной трубы;

- разработка оборудования и инструментов для расширения возможностей эксплуатации трубы ГНТ, таких как электрический забойный «трактор», управляемый по электрическому каналу, электробур, система направленного бурения, геофизические приборы и т. д.

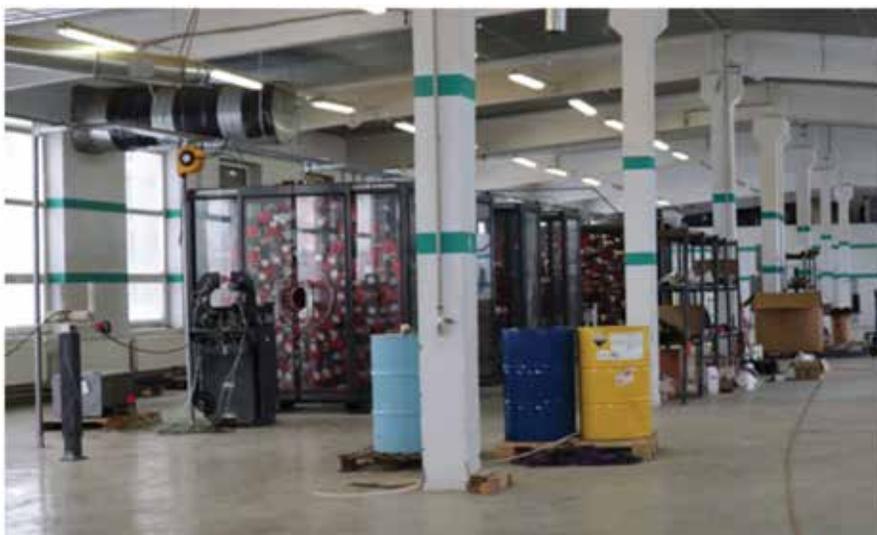


Рисунок 5 – Фрагмент производственной линии по изготовлению композитной непрерывной трубы в Подмоскowie

Работы по данным направлениям планируется проводить параллельно с испытаниями композитной трубы в 2024-2025 годах, что позволит выйти на рынок с готовым решением по композитному токопроводящему колтюбингу, а также комплексу оборудования и инструментов для его применения в скважине.

Композитная непрерывная труба, планируемая к производству в России, будет выпускаться на заводе НПО «Фотополимер» в Подмоскowie. Импортное оборудование завода в настоящее время смонтировано и находится в состоянии пусканаладки (рис. 5). Пилотная партия продукции намечена на выпуск в 1-м квартале 2025 года. Производственная линия позволяет выпускать около 700 м трубы в сутки (с наружным диаметром 50,8 мм и 73,0 мм).

Выводы

Технология композитной непрерывной токопроводящей трубы является перспективным направлением, имеющим большое будущее. Запуск производства такой трубы в России, комплекс научно-исследовательских работ, уже проведенный и запланированный

на 2024 год, будут способствовать скорейшему внедрению данной технологии в нашей стране.

Благодарность

Авторы настоящей публикации выражают благодарность участникам программы разработки и внедрения композитной непрерывной токопроводящей трубы из ОАО НПО «Буровая техника – ВНИИБТ» и Группы ФИД за их вклад в проведенную работу и предоставленные материалы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт организации ICoTA (05/12/2023) <https://www.icota-canada.com/page-18107>
2. Michael Feechan, Chris Makselon, Stephen Nolet, Fiberspar Corp. Composite coiled tubing enables innovative installation techniques // OFFSHORE. – Июнь. – 2003. <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16755450/composite-coiled-tubing-enables-innovative-installation-techniques>
3. Roy Marker, John Haukvik, James B. Terry и др. Anaconda: Joint Development Project Leads to Digitally Controlled Composite Coiled Tubing Drilling System // SPE-60750-MS. – Апрель. – 2000.
4. Гельфгат М.Я. и др. Перспективы электробурения на ГНКТ при строительстве, реконструкции и ремонте высокотехнологичных скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2023. – № 1. – С. 11–22.
5. Елисеев Д., Земчихин А., Бяков А., Кичин А., Лобов М., Бурдин К., Мазитов Р., Бравков П., Степанов В. Уникальный опыт применения ГНКТ на скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море // Время колтюбинга. – № 2 (052). – Июнь. – 2015.



**УСТАНОВКИ
ДВУНАСОСНЫЕ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
СМЕСИТЕЛЬНО-
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



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



изготовление по
индивидуальному
техническому
заданию

МЫ РАБОТАЕМ НА СКВАЖИНАХ САМЫХ СЛОЖНЫХ КАТЕГОРИЙ

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Марат Валиуллин, главный инженер ООО ПКФ «ГИС Нефтесервис»

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



«Время колтюбинга»: Марат Салаватович, на каких операциях специализируется компания «ГИС Нефтесервис»?

Марат Валиуллин: На текущий момент наша компания достигла компетенций по нескольким нефтесервисным направлениям, таким как испытание скважин, освоение скважин, геофизические исследования скважин, первичная подготовка углеводородов.

БК: А как насчет колтюбинговых технологий?

М.В.: Один из сервисов – это как раз линейка ГНКТ, по которой в настоящее время у нас в управлении находятся шесть флотов преимущественно тяжелого класса. Колтюбинговые установки оснащены инжекторами с тяговым усилием 45 тонн. Работаем мы на скважинах самых сложных категорий: с АВДП, с удлиненными участками горизонтальных стволов.

Наш тренд развития – это увеличение парка флотов.

БК: Насколько удлиненными?

М.В.: Работаем с участками до полутора тысяч метров. Доходим, по крайней мере, туда, куда позволяет доходить ГНКТ диаметром 50,8 мм с максимальным грейдом. По факту работаем на самых сложных скважинах, какие только есть у наших заказчиков.

БК: В каком направлении компания видит свое развитие?

М.В.: Наш тренд развития – это, конечно, увеличение парка флотов, думаю, в ближайшей перспективе до восьми. Такая задача у нас поставлена на следующий год.

ВК: Каков примерно состав флота ГНКТ Вашей компании?

М.В.: У нас полнокомплектные флоты ГНКТ, оснащенные всем необходимым технологическим оборудованием, таким как насосные и компрессорные, крановые установки – всевозможной сопутствующей техникой. До 60 тонн у нас оснащение по кранам. Емкость узлов намотки ГНКТ составляет семь тысяч метров для трубы диаметром 50,8 мм.

ВК: Узлы намотки располагаются непосредственно на шасси или на полуприцепах?

М.В.: У нас транспортировка производится преимущественно на полуприцепах, поскольку это все негабарит как весовой, так и высотный.

ВК: В каких регионах Вы оказываете услуги и кто Ваши заказчики, если не секрет?

М.В.: Наши заказчики – практически все ВИНКи, а работаем

мы от Западной до Восточной Сибири.

ВК: Какие работы из числа выполняемых Вы считаете наиболее сложными?

М.В.: У нас очень много работ на скважинах с АВДП, а поскольку мы работаем с аномально высокими давлениями, то

там любая операция – это уже достаточно сложный процесс.

ВК: Какие еще сложные работы у Вас в планах?

М.В.: Из самого интересного: сейчас планируем проводить опытные работы по бурению на ГНКТ – по удлинению стволов открытых текущих горизонтальных. Это один

из наших текущих технологических вызовов.

ВК: Как на «ГИС Нефтесервис» повлияла неблагоприятная геополитическая ситуация и как Вы находите способы минимизировать это влияние?

М.В.: Все участники рынка испытали возникшие проблемы на себе, как мне кажется. И все нашли

Сейчас планируем проводить опытные работы по бурению на ГНКТ – по удлинению стволов открытых текущих горизонтальных.

Произошел резкий инфляционный скачок, в результате образовался разрыв между расценками сервиса и стоимостью обслуживания этого сервиса, что стало большой проблемой для всего рынка.

свои собственные решения. У нас были сложности с поставками запчастей – мы перестроили логистику. Но произошел резкий инфляционный скачок, в результате образовался разрыв между расценками сервиса и стоимостью обслуживания этого сервиса, что стало большой проблемой для всего рынка.

ВК: Удастся ли объяснить заказчику, что с ростом инфляции работы становятся дороже?

М.В.: К сожалению, нет, поскольку все привязаны к договорным отношениям. Поэтому все эти изменения мы закладываем уже в контрактную базу новых договоров.

ВК: Какие еще проблемы, препятствующие развитию российского нефтесервиса, Вы бы выделили?

М.В.: Сейчас, по моему мнению, основной вызов – кадровый. Несмотря на санкции, у нас нет больших проблем с техникой и оборудованием. Так или иначе мы все необходимое закупает и завозим. Но вот на недостаток квалифицированных кадров нельзя не обратить внимания.

ВК: Не хватает рабочего персонала или инженерного тоже?

М.В.: И инженерного, и рабочего. Тут проблема общая. В настоящее время она только начинается

проявляться в нашей деятельности. Но если проблему быстро не решить, то она может стать очень грозной. Решать ее, как мне кажется, нужно с участием государства и ВИНКов.

Сейчас основной вызов – кадровый.

Должны быть созданы системные образовательные центры, которые смогут готовить

квалифицированные кадры для всей отрасли, потому что мало кто из сервисных компаний может себе позволить иметь действительно качественный учебный центр.

ВК: В недалеком прошлом рабочий персонал готовили ПТУ. Сейчас, возможно, нужно расширять сеть средних специальных учебных заведений?

М.В.: Конечно, нужно. Это и есть задача государства, а мы в рамках российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) могли бы систематизировать наши потребности в области подготовки кадров.

ВК: А по вопросу инженерных кадров?

М.В.: Ну, с ними проблем поменьше. Однако, тем не менее, они есть. Возможно, сейчас не каждый работодатель способен удовлетворить запросы инженерных кадров, но ситуация постепенно стабилизируется. А вот для того, чтобы решить проблему

нехватки квалифицированного рабочего персонала, нужно срочно предпринимать какие-то действенные меры!

ВК: Какие советы Вы бы дали коллегам, работающим в других сервисных компаниях?

М.В.: Какие советы? Нужно повсеместно принимать новые практики, обмениваться опытом. Такие площадки, как конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», как мне кажется, должны быть более частыми. Здесь же обмен информацией идет не только в формате докладов и вопросам к ним. Основная масса обсуждений проходит в кулуарах. Поэтому мой совет отрасли – организовывать больше таких событий.

ВК: Вокруг нашей конференции в течение лет сложился как бы профессиональный клуб из постоянных участников.

М.В.: Да, и это открытый клуб.

ВК: А что Вы можете сказать о программе нынешней конференции?

М.В.: В целом затронуты достаточно важные темы. Доклады по большей части интересные и актуальные. Повестка конференции правильная. Однозначно.

Наблюдается общероссийский тренд по переоснащению на газотурбинные двигатели.

ВК: Какие тренды развития нефтесервисной отрасли становятся заметными?

М.В.: Сейчас

наблюдается общероссийский тренд по переоснащению на газотурбинные двигатели. Возможно, производителям оборудования и крупным сервисным компаниям

стоит обратить на это внимание. То есть на переоснащение своего парка установок на газомоторное топливо. В мире семимильными шагами идет цифровизация, автоматизация. Это тоже должно находить все более широкое отражение в отрасли. В частности, системы искусственного интеллекта по управлению процессами, а также системы забойного онлайн-контроля и операций по фрезерованию, промывкам и т. д. Думаю, что такие технологии можно внедрять при участии как сервисных компаний, так и заказчиков. Все эти технологии есть, их нужно масштабировать – ведь мы живем в цифровую эпоху.

ВК: Вы с оптимизмом смотрите в будущее отечественного нефтесервиса?

М.В.: Конечно! Несмотря на все проблемы, нужно не стоять на месте, а двигаться вперед.

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

Совершенствование технологии удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин методом продавки пенообразователя в пласт

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Г.Р. КУТУШЕВА

Существует множество различных способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин: механизированные, увеличение скорости потока, технологические, физико-химические, тепловые.

Выбор метода удаления жидкости обусловлен геолого-промысловой характеристикой месторождения, конструкцией скважин, стадией разработки месторождения, количеством и причинами поступления воды из пласта в скважину.

Применение пенообразователей является наиболее эффективным, менее энергозатратным и бюджетным способом, который минимизирует потери пластовой энергии, необходимой для подъема углеводородов.

Во время проведения экспериментов с различными видами пенообразователей стало ясно, что большинство известных ПАВ работают только при определенных одиночных условиях. Поэтому был разработан и запатентован ПАВ РГУ НГ МГС в жидкой¹ и твердой² формах. Этот ПАВ способен образовывать пену при совокупности факторов,

¹Патент № 2642743, Российская Федерация, МПК C09 K8/52.

²Патент № 2626475, Российская Федерация, МПК C09 K8/524.

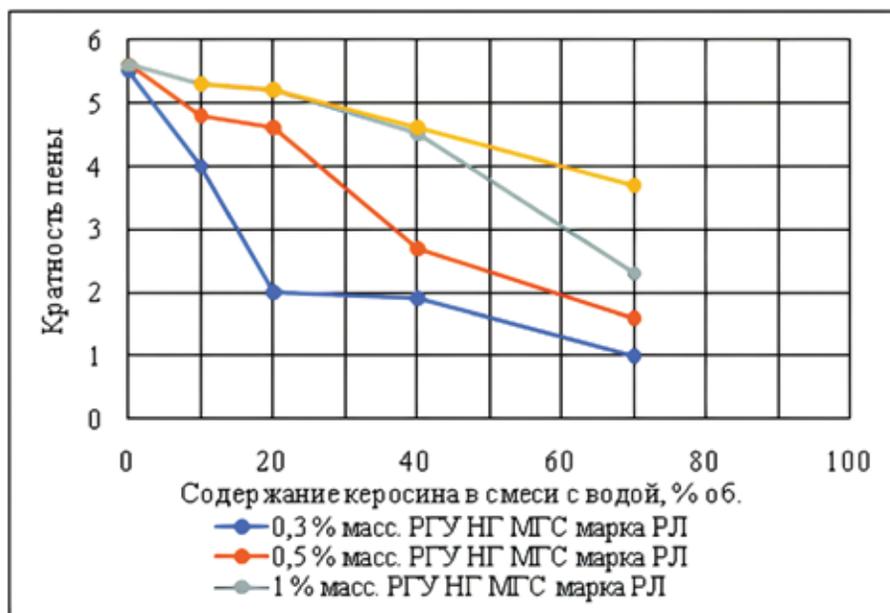


Рисунок 1 – Влияние содержания углеводородной среды на пенообразующую способность ПАВ РГУ НГ МГС марки РЛ (минерализация воды – 30 г/л)

осложняющих пенообразование, таких как: высокая минерализация жидкости, повышенные температуры в скважине, низкие показатели температуры во внешней среде, наличие углеводорода до 80% масс. Это происходит благодаря водо- и маслорастворимым алкилсульфатам и сульфэтоксилатам натрия, входящим в состав пенообразователя РГУ НГ МГС.

На рисунке 1 представлен график влияния содержания углеводородной среды на пенообразующую способность ПАВ РГУ НГ МГС марки РЛ при минерализации воды 30 г/л.

Как видно из графика на рис. 1, содержание углеводорода в смеси влияет на пенообразование РГУ НГ МГС, но кратность пены при увеличении концентрации ПАВ остается значительной и достаточной

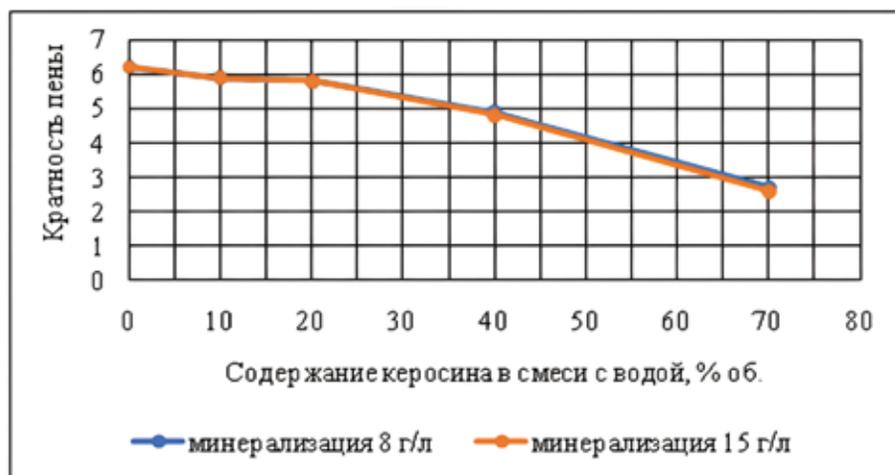


Рисунок 2 – Влияние минерализации на пенообразующие свойства ПАВ РГУ НГ МГС марки РЛ ($T = 80^\circ\text{C}$, концентрация ПАВ – 1 % масс.)

для удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.

На рисунке 2 показан график влияния минерализации воды на пенообразующие свойства при температуре 80°C и концентрации ПАВ РГУ НГ МГС 1% масс. При изменении минерализации (8 и 15 г/л) кривые практически идентичны, что означает: при высоких температурах ПАВ РГУ НГ МГС не меняет своих пенообразующих свойств, в том числе при различных минерализациях.

ПАВ РГУ НГ МГС был успешно испытан на Уренгойском месторождении в жидком и твердом видах (в виде стержней).

Как известно, лучшим способом предотвращения осложнений является применение превентивных мер. Для этого возможно использовать технологию продавки пенообразователя в пласт с помощью природного газа, азота или других инертных газов. Такая технология в зарубежной литературе называется *Squeeze foaming*.

Была разработана технология по закачке пенообразователя в пласт, включающая в себя буферный раствор до и после пенообразователя и водный раствор ПАВ. Рассчитанный объем раствора пенообразователя необходимо задавить в призабойную зону для того, чтобы он адсорбировался на поверхности

породы и в дальнейшем, по мере работы скважины, выносился жидкостью из пласта и вспенивал жидкость на забое. Формула, для расчета необходимого объема раствора ПАВ:

$$V = \frac{(\pi \times (D_{\text{вал}}^2 - D_{\text{эк}}^2))}{4} \times h_{\text{эфф}} \times \phi,$$

где $D_{\text{вал}}$ – начальный диаметр от оси скважины, до которого изначально будет продавлена жидкость для создания вала раствора

ПАВ; $D_{\text{эк}}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны; $h_{\text{эфф}}$ – эффективная толщина пласта; ϕ – эффективная пористость.

Объем ПАВ рассчитывается таким образом, чтобы создать начальный вал раствора ПАВ в ПЗС длиной 1 м.

Рассчитанный объем ПАВ задавливается в пласт с помощью газа для того, чтобы он адсорбировался на поверхности породы и постепенно выносился из нее, вспенивая жидкость, что мешает ей накапливаться на забое. Этот эффект за счет постепенного выноса пенообразователя продлится дольше, чем при обычной закачке ПАВ.

На рисунке 3 представлена схема последовательной закачки раствора ПАВ в скважину, оборудованную пакером.

Буферная жидкость перед закачкой раствора пенообразователя необходима, чтобы он не вспенился при падении на забой скважины. Буферная жидкость после закачки раствора пенообразователя необходима для предотвращения вспенивания при продавливании раствора. ПАВ продавливают в пласт газом, например азотом или природным газом.

При обработке после закачки буферной жидкости производится закачка 2% водного раствора ПАВ в ствол скважины. К трубному

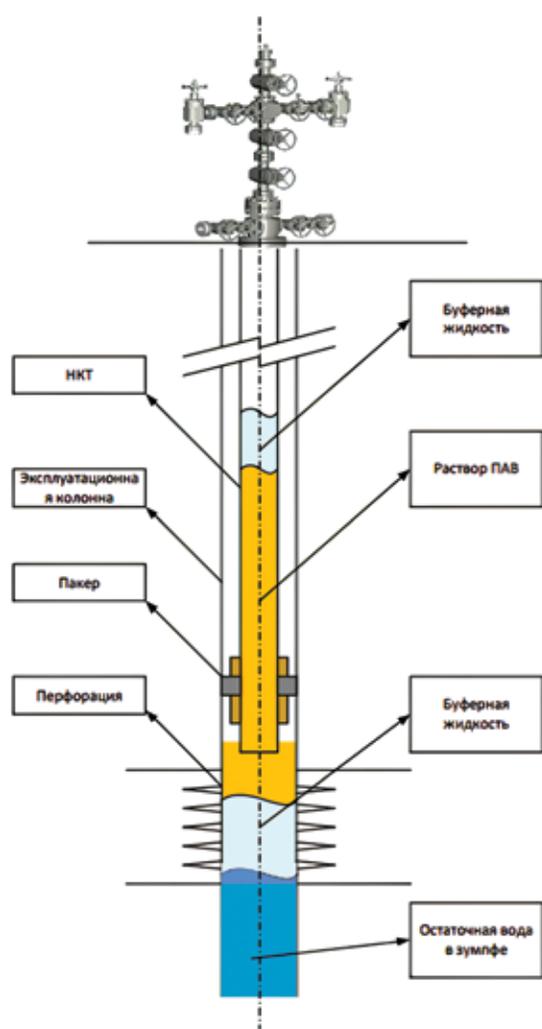


Рисунок 3 – Последовательность закачки рабочих агентов (раствора ПАВ и буферной жидкости) в скважине с пакером

пространству скважины подключается передвижной насосный агрегат, к которому подсоединяются емкости (цистерны) с раствором ПАВ и с буферной жидкостью через блок манифольдов. Также необходимо опрессовать нагнетательную линию скважины на рассчитанное давление.

Скважину оставляют для реагирования раствора пенообразователя с породой призабойной зоны в течение трех часов. Затем продувают на факельный амбар для выноса жидкости из ПЗС, для очистки перфорационных каналов, выноса продуктов реакции.

На рисунке 4 представлена схема распределения рабочих агентов в скважине без пакера. В том случае, если объем первой пачки буферной жидкости больше, чем объем

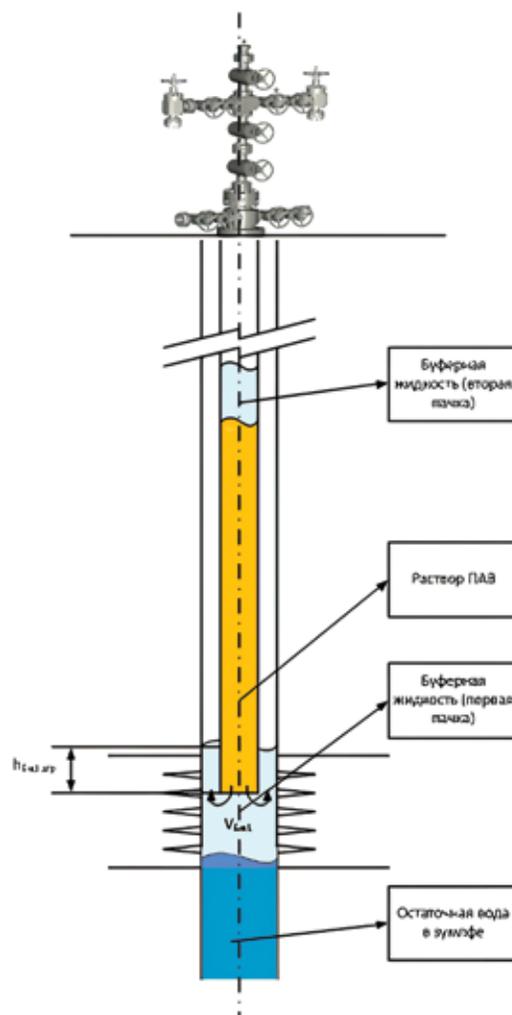


Рисунок 4 – Распределение рабочих агентов в скважине (объем буферной жидкости должен быть больше, чем объем скважины от нижних отверстий перфорации до башмака НКТ)

скважины от нижних отверстий перфорации до башмака НКТ, она перекроет интервал НКТ. В противном случае выделяющийся газ будет смешиваться с пенообразующим раствором с образованием пены. Аналогично, если объем второй буферной пачки будет недостаточен, чтобы перекрыть интервал перфорации, газ, используемый для продавки, будет взаимодействовать с пенообразующим раствором, вспенивая его.

Данная технология поможет решить проблему накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин на длительный период, что увеличит экономически эффективную добычу до того, как залежи будут полностью истощены. ©

ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



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

Выявляемые дефекты:

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

Контролируемые параметры:

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



Красота месторождений





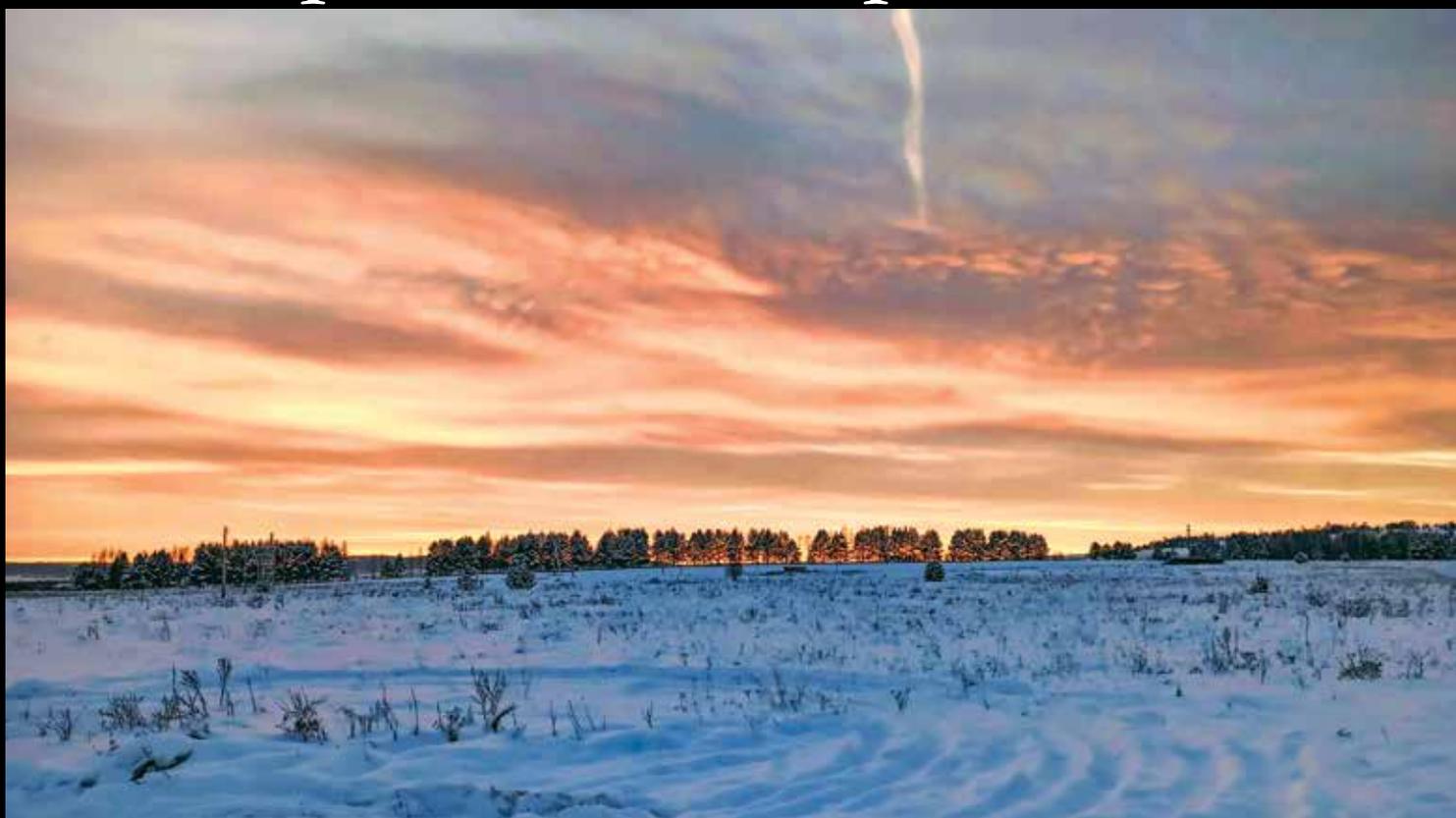
Работы участников фотоконкурса, состоявшегося в рамках X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия».

Автор идеи фотоконкурса «Красота месторождений» – профессор Любовь Абдулаевна Магадова.

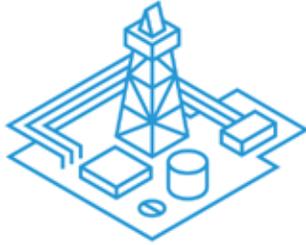




Красота месторождений







ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org www.forumneftegaz.org



ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2024:

Технологии
внутрискважинных работ,
ГРП и ГНКТ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

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

+7 (495) 488-6749 +7 (495) 190-7216 info@rntk.org www.rntk.org

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

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



ICOTA
РОССИЯ



Контактная информация

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

Contact information

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

Реклама

www.icota-russia.ru



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru





Геомодель



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

**ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ -
15 ИЮНЯ 2024 Г.**

Реклама

www.geomodel.ru

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал «Время колтюбинга»

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

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

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

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

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

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

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

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



Фрагмент картины Исаака Левитана «Весна. Большая вода»

Иван Пирч – директор ООО «Время колтюбинга»;
Никита Мамонтов – заместитель директора ООО «Время колтюбинга»
(mamontov@cttimes.org).

Редакция: **Рон Кларк** – почетный редактор (rc@cttimes.org);
Галина Булыка – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);
Григорий Фомичев, Христина Булыко – переводчики;
Наталья Михеева – выпускающий редактор;
Марина Куликовская – маркетинг и реклама (advert@cttimes.org);
Людмила Гончарова – дизайн и компьютерная верстка;

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Ivan Pirch – Director of Coiled Tubing Times LLC;
Nikita Mamontov – Deputy Director of Coiled Tubing Times LLC
(mamontov@cttimes.org).

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

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

Организаторы



Техническая поддержка

EXPOTECH



 vk.com/sngexpo

 t.me/sngexpo

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2024**



XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2024**

**25-27
СЕНТЯБРЯ**

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

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

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXIX МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2024»

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

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

Реклама



**УСТАНОВКИ
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ
АЗОТНЫЕ
КРИОГЕННЫЕ**

**20+
ЛЕТ**

20 лет опыта
проектирования
и производства



автоматизированное
управление



комплексные
решения



подтвержденное
качество