

# Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

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

3 (89), Сентябрь/September 2024



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА  
ГНКТ ДИАМЕТРОМ 73 ММ КОМПАНИЕЙ «ФРАКДЖЕТ-  
ВОЛГА»

**FRACJET-VOLGA INTRODUCES COILED TUBING DRILLING  
USING 2-7/8" CT**

«БЕЛОРУСНЕФТЬ»: БУРЕНИЕ НА КОЛТЮБИНГЕ  
В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ФИЛИППОВСКОЙ  
ЗАЛЕЖИ ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

OMNIA – ПЛАТФОРМА ДЛЯ УДАЛЕННОГО  
СОПРОВОЖДЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ОПЕРАЦИЙ

ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД! 70 ЛЕТ МЗКТ –  
СОЗДАТЕЛЮ УНИКАЛЬНЫХ ШАССИ VOLAT

«ВETERAN»: НАПРАВЛЕННОЕ КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ  
НА ОРЕНБУРГСКОМ НГКМ

Партнер выпуска – ESTM

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

Отдел продаж

Алексей Байрамов

+7 (982) 570-40-56

+7 (939) 860-01-50

[a.bayramov@estm-tula.com](mailto:a.bayramov@estm-tula.com)

На правах рекламы



# 89



**УСТАНОВКИ  
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
АЗОТНЫЕ  
КРИОГЕННЫЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



автоматизированное  
управление



комплексные  
решения



подтвержденное  
качество

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

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

#### Четверть века в одной команде!

##### 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.).

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

##### Conference topics:

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

##### КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

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

Научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промысловой 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 кольтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

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

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

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

**EDITORIAL BOARD**

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

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

## Дорогие друзья!

Выходит в свет очередной, 89-й номер журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». В его фокусе – колтюбинговое бурение. О бурении на ГНКТ впервые на постсоветском пространстве заговорили более двух десятилетий назад, а одной из компаний, наиболее активно продвигавших данную технологию, являлась Группа ФИД, конструкторы которой уже тогда работали над созданием отечественной системы направленного бурения.

Бурение на ГНКТ остается актуальным и сегодня, несмотря на то что на практике в России используется пока еще редко. Вне всякого сомнения, колтюбинговое бурение можно отнести к самым высоким технологиям нефтегазового сервиса. О большом интересе к этой технологии свидетельствует и то, что в нашу редакцию поступило сразу несколько статей, знакомящих нас с опытом бурения на колтюбинге.

Обращаю ваше внимание на два материала, рассказывающих о реализованных проектах по направленному колтюбинговому бурению боковых стволов. Эти проекты реализовали компании «ФракДжет-Волга» и «ВЕТЕРАН» с использованием оборудования отечественного производства. Вместе с тем эти компании выбрали несколько разные тактики по подбору основного оборудования для проведения таких работ. Если ООО «ФракДжет-Волга» для направленного колтюбингового бурения применяла ГНКТ диаметром 73 мм и скважинную компоновку с ориентатором гидравлического типа, то ООО «ВЕТЕРАН» при сотрудничестве с РУП «ПО «Белоруснефть» в качестве КНБК использовало систему направленного бурения СНБ89-76М (производства СЗАО «Новинка», Группа ФИД), в которой применяются ориентатор электрического типа с бесступенчатым поворотом искривленной части кривого переводника и ГНКТ диаметром 50,8 мм.

Два варианта используемых КНБК (с ориентатором гидравлического типа или с электроприводом) оказывают разное влияние на точность проводки траектории бурящейся скважины, и, вероятно, ориентаторы с электрическим приводом в этом смысле более конкурентоспособны.



А как думаете вы, уважаемые читатели журнала «Время колтюбинга»?

Предлагаю заинтересованным читателям внимательно ознакомиться с представленной информацией и аргументированно ответить на вопрос:

**какими основными параметрами, на ваш взгляд, должны обладать КНБК для направленного колтюбингового бурения, в том числе и ориентаторы?**

Редакция хотела бы развернуть дискуссию по этому вопросу на страницах «Времени колтюбинга» и обобщить

ответы итоговой публикацией. Было бы интересно также услышать мнения по этому вопросу и на 25-й научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Также хочу сфокусировать ваше внимание на публикации «Техника, не знающая преград!», посвященной 70-летию уникального предприятия – Минского завода колесных тягачей, выпускающего мощные шасси под брендом VOLAT, на которых монтируются колтюбинговые установки и машины флотов ГРП. Автомобили VOLAT одинаково хорошо зарекомендовали себя и в жарких пустынях Ближнего Востока, и в вечной мерзлоте Крайнего Севера Российской Федерации. Именно такие условия характерны для большинства месторождений нефти и газа. Мы поздравляем МЗКТ с юбилеем и желаем предприятию дальнейшего развития, новых моделей продукции и успешной конкуренции на рынке!

Осенний номер журнала традиционно широко распространяется на ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», основным организатором которой является редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Надеюсь на нашу с вами встречу на этом мероприятии и предвкушаю конструктивное обсуждение интересующих всех нас проблем в дружеских беседах и за круглым столом.

**Встречаемся на юбилейной, 25-й конференции!**

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

## ТЕХНОЛОГИИ

О.В. Воин

- 6** Разработка и внедрение технологии бурения на гибкой насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм компанией «ФракДжет-Волга» для интенсификации добычи нефти и газа

К.Н. Алегин

- 16** Перенимаем лучшие практики мира. Направленное колтюбинговое бурение на ЗУ Оренбургского НГКМ

- 20** Бурение на колтюбинге в геологических условиях филипповской залежи Оренбургского месторождения (Беседа с **Павлом Ревяковым**, руководителем группы колтюбинговых технологий цеха по повышению нефтеотдачи пластов ПНПиРС компании «Белоруснефть»)

А.А. Ерофеев, П.Ж. Сахратов,  
Р.Н. Никитин, П.С. Воронов,  
Н.Д. Воскресенский

- 26** Платформа для удаленного сопровождения и контроля технологических операций – OMNIA

- 34** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2023 (часть 4)

- 34** Секция 8. Обеспечение целостности скважины, повторное заканчивание и восстановление, а также ликвидация скважин

- 44** Секция 9. Проведение внутрискважинных работ на шельфе и в подводных условиях

## ОБОРУДОВАНИЕ

- 50** Техника, не знающая преград!  
70 лет VOLAT (Минскому заводу колесных тягачей)

## НЕФТЕПРО- МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 54** Реагенты и технологии для интенсификации добычи углеводородов

- 54** Роль поверхностных взаимодействий в выборе интенсифицирующих составов на хелатной основе

- 55** Инновационные технологии гидроразрыва: путь к эффективной добыче нефти бажендовской свиты

- 56** Изучение влияния поверхностно-активных веществ различных типов на свойства интенсифицирующих составов на углеводородной основе

- 58** Системы на основе акриловой химии с управляемыми свойствами для обработки скважин и повышения нефтеотдачи

- 59** Вопросы интенсификации притока нефти в скважину с применением кислотных составов

- 61** Экспресс-методика расчетов для планирования ГРП с жидкостями на основе легких углеводородов

- 62** Использование сжиженного углеводородного газа для разработки низкопроницаемых коллекторов

- 63** Скрининг месторождений с целью оценки применимости полимерного заводнения

#### КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

- 64** Российский нефтегазовый технический конгресс пройдет в Москве

#### НОВОСТИ

- 66** Организация ЦУБ на базе Цифровой платформы ЭКО

- 68** Специалисты «ТаграС-РС» и «Катобьнефть» освоили цифровую платформу для проектирования и управления бурением скважин

- 70** Цифровая платформа ЭКО: прогноз аварийных ситуаций при бурении, оценка состояния скважины и предотвращение прихватов

#### TECHNOLOGIES

Oleg Voin

- 6** FracJet-Volga Introduces Coiled Tubing Drilling Using 2-7/8" CT for Well Stimulation

*С Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!*



# Разработка и внедрение технологии бурения на гибкой насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм компанией «ФракДжет-Волга» для интенсификации добычи нефти и газа

## FracJet-Volga Introduces Coiled Tubing Drilling Using 2-7/8" CT for Well Stimulation

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

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

В процессе эксплуатации месторождения недропользователи зачастую сталкиваются с проблемой падения пластового давления, кольтматации продуктивных пластов и как следствие – падения дебита. Обычно для интенсификации притока прибегают к солянокислотным обработкам (СКО) и гидроразрыву пласта (ГРП), в то время как пластовое давление поддерживается с помощью нагнетательных скважин. Однако в дальнейшем при анализе работы скважин часто выявляется, что эти методы не дают нужного эффекта и не всегда окупаются. При этом продуктивный пласт содержит большое количество нетронутых резервуаров (целиков) нефти.

Одним из возможных решений является учащение сетки бурения. Данный метод эффективен, однако требует значительных капиталовложений. Также возможно бурение дополнительных стволов из существующих скважин, объем инвестиций при таком подходе существенно ниже. В нефтегазовой отрасли существуют различные технологии создания вторых стволов. Технология с применением клина-

Field operators often encounter drops in reservoir pressure and pay zone damage that might result in declining oil and gas recovery. Acid treatments or hydraulic fracturing are routinely employed to stimulate the well, while reservoir pressure is maintained high by injection wells. However, post-job analysis shows that these methods might not always prove to be cost-effective or efficient enough. And it is often the case that the formation contains a large amount of bypassed oil or untapped reservoirs after these stimulations.

The scope of available solutions includes changing the well spacing – the practice also known as infill drilling. The method is effective, though rather cost-intensive. It might also be feasible to drill sidetrack wells from the existing boreholes, which requires significantly less capital investment. In the oil and gas industry, there are various sidetracking technologies. For

отклонителя позволяет бурить как наклонно-направленные, так и горизонтальные скважины. Сложности возникают при цементировании и предотвращении попадания жидкости из водоносных горизонтов в скважину. Обычно эти работы проводят буровым станком средней грузоподъемности. Бурение таких скважин с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) не очень эффективно.

При разработке технологии бурения на ГНКТ компания ООО «ФракДжет-Волга» выбрала другой подход. У недропользователя, выступившего технологическим партнером компании, существовала проблема — быстрое истощение продуктивных пластов в горизонтальных стволах карбонатных коллекторов. Стволы не обсажены, при этом осыпи и обвалы коллектора не происходят за счет карбонатного состава коллектора. Результативность ГРП и кислотных обработок по данным скважинам оказалась достаточно низкой. На выбранных скважинах показала эффективность только технология бурения новых горизонтальных стволов из уже существующего горизонтального ствола. «ФракДжет-Волга» совместно с заказчиком приняла решение провести на этом месторождении опытно-промышленные работы (ОПР) и пробурить по технологии три горизонтальных ствола протяженностью по 500 м.

Технология бурения боковых стволов из горизонтального ствола не нова, и ее реализация осуществляется силами бригад бурения. Оборудование для них давно известно на рынке и широко распространено, в то время как оборудование для бурения на ГНКТ представлено в ограниченном количестве. Еще одним немаловажным

instance, a whipstock technology allows drilling both directional and horizontal wells. Typically, such work is performed with a medium drilling rig. There might be some difficulties associated with cementing and preventing the aquifer liquid from entering the well. Using coiled tubing (CT) pipes to drill sidetracks in such cases is not very effective as the CT is not capable of delivering the required weight-on-bit.

When developing the technology for Coiled Tubing Drilling (CTD), FracJet-Volga opted for a different approach. The operator had an issue of rapid depletion of pay zones in horizontal wellbores drilled in carbonate reservoirs. Although the wellbores were not cased, the carbonate composition of the reservoir prevented the walls from collapsing. The efficiency of hydraulic fracturing and acid stimulations in these wells turned out to be quite low. It was only sidetracking, namely drilling new horizontal wellbores from an original horizontal wellbore, that proved effective in the selected wells. Therefore, FracJet-Volga offered the customer to choose this field for a CTD pilot project to drill three horizontal wellbores about 1600 ft long each.

The technology of drilling sidetracks from a horizontal wellbore is well-known, and it is quite routinely implemented by drilling crews. The equipment has long been on the market and is widely used, while the availability of CTD equipment is limited. It was also essential to factor in the high levels of

фактором при реализации проекта бурения на ГНКТ являлось наличие сероводорода и углекислого газа в продукции. Следовательно, оборудование должно было быть изготовлено в сероводородостойком исполнении (K2). Кроме того, забуривание должно было проводиться из открытого ствола диаметром 155,6 мм. Для выноса шлама в таком случае необходимо создавать расход не менее 600–650 л/мин. С такой задачей может справиться ГНКТ диаметром 73 мм.

В России производство ГНКТ 73 мм было запущено только в 2022 году лидером отечественного рынка – заводом ЭСТМ. До этого в России на ЭСТМ производились трубы диаметром до 66,7 мм. Для проведения работ по бурению горизонтальных стволов специалисты инженерно-технического центра «ФракДжет-Волга» совместно с ЭСТМ разработали дизайн ГНКТ диаметром 73 мм. Процесс изготовления включал в себя создание технологии специальных процессов, выпуск опытного образца и проведение приемочных испытаний. В процессе подготовки к производству была изготовлена необходимая оснастка и модернизирована линия производства. Кроме этого, стояла задача по оснащению трубы ГНКТ 73 мм геофизическим кабелем, что в свою очередь требовало замены имеющейся насосной установки для запасовки кабеля в ГНКТ и установки осушки труб на более производительные. После успешного прохождения пути освоения, модернизации и приемо-сдаточных испытаний труба диаметром 73 мм с геофизическим кабелем была отправлена на месторождение. Так в России была выпущена первая труба ГНКТ диаметром 73 мм.

hydrogen sulfide and carbon dioxide in the well fluids. Therefore, all the equipment for the project had to be K2 rated and suitable for H2S conditions. Sidetracks were to be drilled from a 6-1/8" open hole. To remove the cuttings, a minimum flow rate of 3.7-4.0 bpm was required. Thus, the only choice was to use 2-7/8" coiled tubing.

At the initial stage of the CTD project, the pipe of this size was not manufactured in Russia. So, FracJet-Volga partnered with ESTM, the leader of the Russian market in the coiled tubing production, to design and manufacture the much-needed 2-7/8" pipe. Before that, ESTM had been making coiled tubes up to 2-5/8" OD. In addition, the CT pipe had to be supplied with an electrical wireline logging cable installed, and therefore ESTM had to replace the pumping unit used to install the wireline, as well as the pipe drying unit with the units of larger capacity. Following all the stages, from developing the technology through modernizing the production line, the release of a prototype and to the final acceptance testing, the first 2-7/8" OD pipe rolled off the production line in 2022.

### Development of equipment for the CT Drilling project

Drilling with a 4-3/4" bit on CT required the use of **customized equipment to control the bottom hole assembly (BHA)**. The domestic market mainly offered drilling systems with

## Разработка оборудования для проекта бурения на ГНКТ

Чтобы провести работы по бурению долотом 120,6 мм на ГНКТ, необходимо было специальное **оборудование для управления компоновкой низа бурильной колонны** (КНБК). На рынке в основном были представлены системы для бурения долотом диаметром 95 мм с максимальным крутящим моментом 1350 Н/м. Планируемый же к применению винтовой забойный двигатель (ВЗД) развивал крутящий момент 2500–4800 Н/м. В связи с этим специалисты инженерно-технического центра «ФракДжет-Волга» полностью разработали, изготовили и адаптировали к работе в сероводородной среде следующее внутрискважинное оборудование:

1. Коннектор.
2. Инклинометр кабельный.
3. Клапан обратный.
4. Соединение быстроразъемное.
5. Разъединитель аварийный.
6. Вращатель гидравлический.

ВЗД и долото применялись стандартные. Кроме задач, связанных с внутрискважинным инструментом, столкнулись с тем, что на внутреннем рынке не было представлено оборудование для работы с ГНКТ в габарите 73 мм. При закупке у зарубежного производителя минимальный срок изготовления составлял 11–12 месяцев. В связи со строгими временными ограничениями в «ФракДжет-Волга» разработали **узел перемотки с барабаном**, способным вместить до 4000 м ГНКТ диаметром 73 мм. Помимо объема, следовало учитывать и массу трубы, так как масса ГНКТ 73 мм с жидкостью составляет 47,5 т. Соответственно, необходимо было оборудование, выдерживающее не менее 50 т нагрузки. С этой задачей

a 3-3/4" bit and a maximum torque of 995 lbf-ft, whereas the downhole motor (PDM) to be used developed the torque of 1800–3500 lbf-ft. Thus, the experts of FracJet-Volga R&E Center developed from scratch and manufactured the following downhole equipment suitable for sour service:

1. Connector;
2. Wireline survey tool;
3. Check valve;
4. Quick disconnect;
5. Emergency disconnect;
6. Hydraulic orientation tool.

A standard PDM and standard bits were used.

Apart from the challenges associated with downhole tools, the team also had to deal with the shortage of the 2-7/8" coiled tubing equipment on the national market. While foreign manufacturers offered extended lead times of 11–12 months, the project had strict time constraints. Therefore, FracJet-Volga designed a **CT spooling unit** with a reel capable of accommodating up to 13,000 ft of 2-7/8" coiled tubing. In addition to the volume, we had to pay due consideration to the weight of the pipe. When filled with fluid, the 2-7/8" pipe is almost 105,000 lbs. Therefore, all the equipment had to be rated for 110,000 lbs. Within the given period of 4.5 months, the company has successfully completed the in-house manufacture of the required spooling unit.

Also, a custom-built **pumping unit** was employed on this project as conventional units

компания справилась за 4,5 месяца. По собственным чертежам на мощностях предприятия был изготовлен узел перемотки и вмещающий барабан под ГНКТ 73 мм.

Кроме того, в данном проекте применили **насосный агрегат** собственного производства, поскольку стандартные агрегаты для работы с ГНКТ не могли обеспечить требуемые параметры расхода и давления. Основные узлы насосного агрегата в соответствии с общемировой практикой были приобретены у сторонних производителей. Финишная сборка и запуск насосного агрегата проходили на дочернем предприятии «ФракДжет-Волга» – в компании ООО «Нефтегазстандарт».

Следует также отметить, что в бурении значительное место занимают буровые растворы и **циркуляционная система** для их приготовления. Неслучайно буровой раствор называют «кровью» скважины. Циркуляционная система представляет собой сложный механизм, предназначенный для приготовления бурового раствора и его очистки от шлама – измельченной выбуренной породы с забоя. Поскольку работы проходили на месторождении, содержащем сероводород, заказчик выдвигал определенные требования к циркуляционной системе. Команда «ФракДжет-Волга» приняла решение самостоятельно изготовить систему, приспособленную для работы с ГНКТ. В итоге за 4,5 месяца удалось с нуля сконструировать и изготовить циркуляционную систему для работы с ГНКТ, соответствующую заданным требованиям.

Дополнительно для удобства работы на месторождении была

could not provide the required flow rate and pressure. The main components of the pumping unit were purchased from third-party suppliers in accordance with the international practice, while the final assembly and start-up were performed by Neftegazstandart LLC, a FracJet-Volga subsidiary.

It should also be noted that the success of a drilling operation largely depends on the drilling fluids and the **circulation system**. It is for a good reason that drilling fluids are dubbed the "blood" of the well. The circulation system is a complex mechanism designed to make up the drilling fluid and remove the solids, i.e. crushed drilled rock lifted from the bottom of the well. The target field was known to contain high levels of hydrogen sulfide, and the customer put forward stringent requirements for the circulation system. The FracJet-Volga R&E team decided to design and manufacture a system adapted for our needs. As a result, we developed from scratch and made a circulation system tailored for coiled tubing operations within the CTD project.

In coiled tubing drilling, using conventional BOP equipment was not an option. We had to develop a lightweight two-level wellhead platform that ensured easy access to the **blowout preventer** and the wellhead. Also, a 5000-psi 7-1/8" ID corrosion-resistant BOP was made for the purposes of this project. It was equipped as a standard quad BOP with an

разработана и реализована легкая универсальная двухуровневая **приустьевая площадка**, которая позволяла комфортно проводить работы с превентором и устьем скважины. При бурении на ГНКТ также выдвигаются особые требования к противовыбросовому оборудованию, поэтому превентор был изготовлен в исполнении К2 с проходным диаметром 180 мм и рабочим давлением 35 МПа. Он был оснащен как стандартный четырехплащечный превентор ГНКТ с добавлением блока универсального превентора, а также дополнительной системой масляного обогрева.

Для контроля за процессом бурения была разработана **система видеонаблюдения** с отслеживанием основных технологических параметров бурения в режиме реального времени. Заказчику непрерывно передавалось видеоизображение с трех видеокамер, информация по глубине спуска КНБК, давлению циркуляции, расходу бурового насоса, уровню раствора в емкостном парке, весу трубы, давлению в затрубном пространстве и устьевому давлению. Это программное обеспечение было разработано дочерним предприятием «ФракДжет-Волга».

Управление колтюбинговой установкой было реализовано посредством **программного комплекса «Скорпион»**. Данная система контролирует спуско-подъемные операции и фиксирует все параметры работы установки ГНКТ. Для предотвращения слома ГНКТ в систему интегрирован алгоритм, предотвращающий избыточные усилия при разгрузках и затяжках.

additional annular preventer, as well as an extra oil heating system.

The drilling process was monitored by a **video surveillance system** designed to track the main drilling parameters in real time. The software was developed by a FracJet-Volga subsidiary company. The customer had continuous access to the video coming in from three video cameras, as well as to the key process data, such as BHA running depth, circulation pressure, mud pump flow rate, mud level in the tank, pipe weight, annulus pressure, and wellhead pressure.

The control of the coiled tubing unit was ensured by "**Scorpion**" – a software package that monitors the trips and records all the operating parameters of the coiled tubing unit. The system's integrated algorithm controls overpull during RIH/POOH operations, thus protecting coiled tubing strings from failure and improving their service life.

### 4-3/4" CT Drilling – Field Trials

Having all the units up and running, FracJet-Volga mobilized the equipment to the field and hooked it up with high pressure discharge and circulation lines, kill and choke manifolds. Due to certain complications defying preliminary detection, it took more time than we had anticipated to hook up and pressure test all the new equipment.

FracJet-Volga had to overcome

## Проведение ОПИ по бурению на ГНКТ с диаметром ствола 120,6 мм

После изготовления комплекса оборудования компания «ФракДжет-Волга» провела мобилизацию на месторождение. Для обвязки выкидных и циркуляционных линий были поставлены новые линии высокого давления с блоками дросселирования и глушения. Специалисты компании преодолели ряд трудностей, связанных с обвязкой и опрессовкой нового оборудования, в связи с чем первичный монтаж оборудования занял

a number of challenges in the CTD process. After rig-up and pressure testing, the drilling crew unset the packer, which caused the inflow of hydrogen sulfide into the wellbore. Before drilling, the well had to be killed with drilling mud.

Also, at the initial stage of the drilling operation, we had to deal with lost circulation and employ LCMs to get the fluid flow back up. Later, during the drilling process, this work was repeated on a number of occasions. It shall be borne



**Рисунок 1 – ГНКТ 73 мм со смонтированной КНБК, установка ГНКТ, узел намотки, блок глушения и инжектор грузоподъемностью 45 т**

**Figure 1 – A 2-7/8" coiled tubing reel with a BHA installed, a coiled tubing unit, a kill manifold, and a 100K injector**



**Рисунок 2 – Циркуляционная система с линиями обвязки**  
**Figure 2 – The circulation system and the manifolds**

достаточно длительное время.

Процесс бурения был связан с рядом сложностей. После монтажа и опрессовок необходимо было сорвать пакер-пробку, однако скопившийся под ней сероводород начал поступать в скважину. Провели глушение скважины буровым раствором, после чего приступили к бурению.

На начальном этапе работ по бурению столкнулись с поглощением бурового раствора, которое удалось остановить с помощью кольматирующих составов. В дальнейшем в процессе бурения на ГНКТ периодически проводились работы по кольматации поглощающих горизонтов. При работе с сероводородом поглощение крайне опасно, так как возможен неконтролируемый выброс

in mind that lost returns are particularly dangerous when you have hydrogen sulfide in the well as it is a highly toxic gas that affects the nervous system, and any uncontrolled release shall be prevented. Sometimes, the crew had to use a mud-gas separator to flare hydrogen sulfide. All operations were performed in full compliance with the requirements of the paramilitary gas safety service. Each crew member working in the field was equipped with a portable toxic gas monitor. Additionally, a stationary system was installed to have sensors placed in potentially hazardous locations and signal the presence

сероводорода — высокотоксичного газа, воздействующего на нервную систему. Иногда в ходе работ специалисты компании прибегали к использованию сепаратора с отжигом сероводорода на факельной установке. Все работы проводились в соответствии со строгими требованиями военизированной службы газобезопасности. На месторождении каждый сотрудник был оснащен специальным персональным датчиком, предупреждающим о превышении допустимых концентраций вредных газов. Дополнительно была установлена стационарная система с расположением датчиков в особо опасных местах, сигнализирующая о наличии вредных газов. Соблюдение всех норм и требований позволило выполнить все этапы работ безопасно и безаварийно. После решения проблем с поглощением приступили к выполнению работ по бурению на ГНКТ. Осуществили привязку с применением датчика гамма-каротажа, установленного в инклинометре. Затем необходимо было провести забуривание из основного ствола диаметром 155,6 мм. Технология забуривания на ГНКТ нового ствола из горизонтального участка отсутствовала. В связи с этим специалисты «ФракДжет-Волга» адаптировали технологию забуривания ствола с буровой установки с небольшими изменениями. Успешно забурить первый ствол удалось с третьей попытки. Поскольку все оборудование разрабатывалось специально для данного проекта, в процессе проведения работ периодически приходилось выполнять доработку и усовершенствование. Присутствие сероводорода в продуктивном пласте негативно сказывалось на сроке эксплуатации внутрискважинного инструмента. В ходе работ на первом стволе удалось успешно отладить

of toxic gases. Our unwavering commitment to safety standards and requirements guided us throughout the whole process and allowed us to complete all stages of the CTD work safely and with zero incidents.

As soon as the lost circulation was handled, the crew launched the CTD operation. Following a tie-in with a gamma logging sensor installed in a survey tool, we started to sidetrack from the 6-1/8" main horizontal wellbore. The goal was to make sidetracks from a horizontal section using the CTD technology, so FracJet-Volga experts were virtually "tapping into the unknown". The team therefore adapted the technology of rig drilling with a number of changes introduced. The first wellbore was successfully drilled at the third attempt. As all the equipment was custom-made and designed specifically for this project, some improvements were introduced when drilling the first well. Of course, high level of hydrogen sulfide in the pay zone could not but affect the service life of downhole tools. Our experience on the first wellbore allowed the team to finetune the CTD technology, and the following wells were drilled significantly faster.

## Results

It had been planned to drill three horizontal sidetracks 4-3/4" OD from the 6-1/8" main horizontal wellbore. The measured depth of each new sidetrack was expected to be 1640 ft.

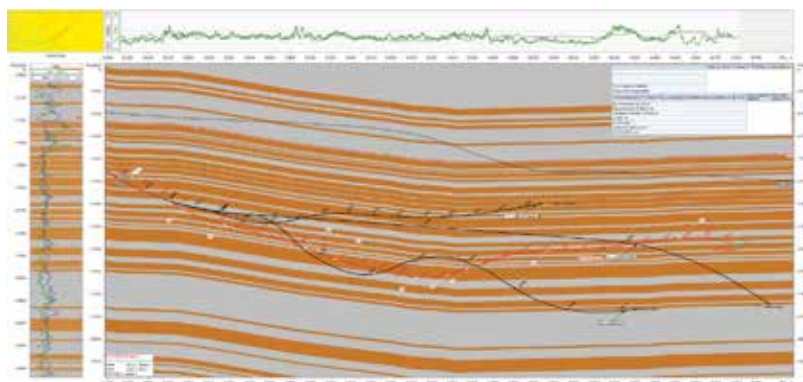
технологии забуривания на ГНКТ, что позволило пробурить второй и третий стволы значительно быстрее.

## Достигнутые результаты

При выходе на проект планировалось пробурить три горизонтальных ствола диаметром 120,6 мм с забуриванием из основного горизонтального ствола диаметром 155,6 мм.

Предполагалась, что длина каждого ствола составит около 500 м.

Общая протяженность проложенных стволов составила 1314 м. При проводке первого ствола происходила отладка управления траекторией ствола, что обеспечило возможность построения второго и третьего стволов значительно



**Рисунок 3 – Проекция пробуренных стволов относительно основного ствола диаметром 155,6 мм**

**Figure 3 – The trajectory of actual drilled wellbores against the main wellbore**

**Таблица 1 – Фактические длины пробуренных стволов**  
**Table 1 – The depth of actual sidetracks drilled**

| № ствола / Wellbore No. | Проектная длина ствола, м / фут<br>Planned MD, m/ft | Фактическая длина ствола, м / фут<br>Actual MD, m/ft |
|-------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| 1                       | 500/1640                                            | 380/1246                                             |
| 2                       | 500/1640                                            | 350/1148                                             |
| 3                       | 500/1640                                            | 584/1916                                             |

ближе к проектному профилю.

Таким образом, «ФракДжет-Волга» стала первой в России компанией, которая с успехом провела работы по бурению на ГНКТ диаметром 73 мм с протяженностью горизонтального ствола более 500 м полностью на отечественном оборудовании. Кроме того, компания подтвердила возможность создания протяженных горизонтальных стволов с применением ГНКТ в карбонатных коллекторах с наличием сероводорода.

В настоящее время ООО «ФракДжет-Волга» ведет работы по модернизации технологии для масштабного внедрения на объектах заказчика. ☉

The total depth of all sidetracks drilled is 4,311 ft. During the first drilling job, the crew was adjusting and improving the well trajectory control, thus significantly decreasing the deviation of the second and third sidetracks

from the planned survey line.

Therefore, FracJet-Volga was the first company in Russia to have successfully employed the coiled tubing drilling technology to make a sidetrack over 1600 ft MD from a horizontal wellbore. The company used domestically produced 2-7/8" coiled tubing, tools and equipment. Our team has also confirmed the feasibility of using CTD for sidetracking in carbonate reservoirs with hydrogen sulfide.

At the moment, FracJet-Volga is modernizing the technology to offer the advantages of coiled tubing drilling to both national and international customers. ☉

# Перенимаем лучшие практики мира. Направленное колтюбинговое бурение на ЗУ Оренбургского НГКМ

К.Н. АЛЕГИН, главный геолог, ООО «ВETERАН»

Идея бурения на ГНКТ представляет собой принципиально новый подход к решению задач в нефтегазовой отрасли. Технология предназначена для зарезки боковых стволов или увеличения забоя в нефтяных и газовых скважинах. До настоящего времени данные работы проводились только на крупногабаритном оборудовании более 100 мм (углубление забоя на необсаженных ГС). Для апробации высокотехнологического метода ЗБС на ГНКТ с управляемым бурением на ГНКТ (широко распространенный метод в странах Запада и Ближнего Востока) в условиях Оренбургского НГКМ с инициативой о своей технологической готовности выступила компания ООО «ВETERАН».

Технологические решения по ЗБС на ГНКТ с управляемым бурением были проработаны рабочей группой ООО «ВETERАН» с профильными специалистами ООО «Газпромнефть-Заполярье», а также с ООО «Газпромнефть-НТЦ». В период реализации подготовительных мероприятий с 2021 по 2023

год было проведено огромное количество инженерных расчетов в специализированных программных модуляторах для подтверждения возможности выполнения опытно-промысловых работ по направленному колтюбинговому бурению в условиях ОНГКМ. Произведено техническое дооснащение флота

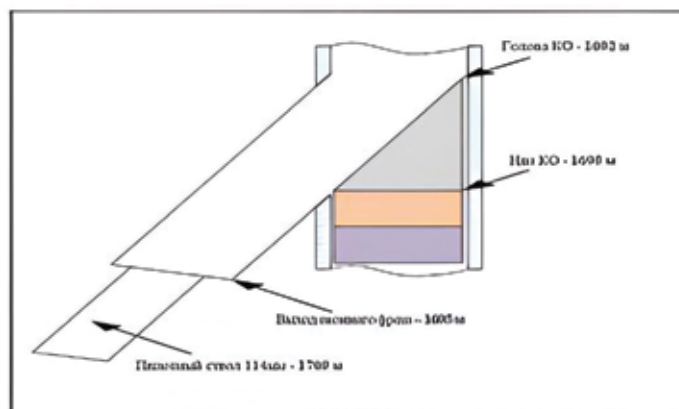


Рисунок 1 – Схема установки клина-отклонителя и вырезки «окна»

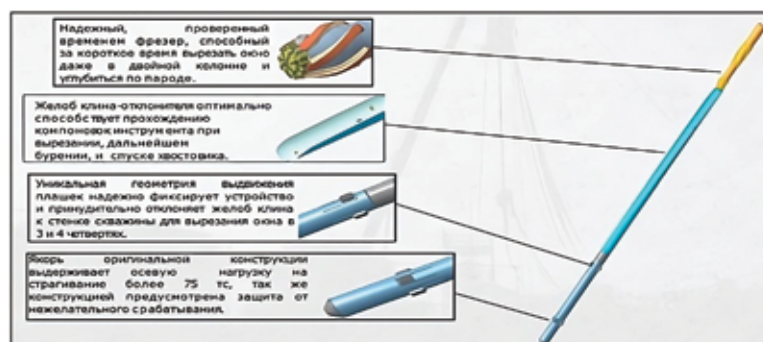
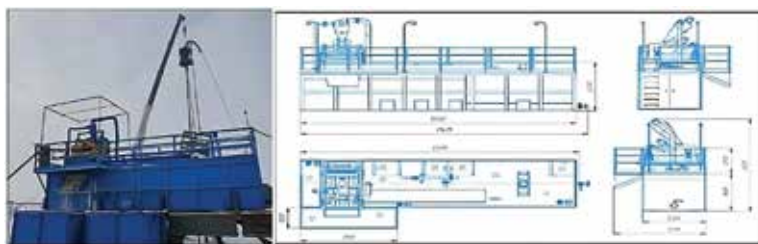


Рисунок 2 – Инструмент для зарезки «окна» с клина-отклонителя

ГНКТ оборудованием, материалами и инструментами согласно утвержденным технологическим схемам при реализации ОПР на объекте, дополнительным критериям и требованиям заказчика и ОВЧ.

В рамках подготовительных работ к проведению направленного колтюбингового бурения произведена установка клина-отклонителя в материнской эксплуатационной колонне



**Рисунок 3 – Блок приготовления и очистки бурового раствора**



**Рисунок 4 – ГТ с геофизическим кабелем на отдельном узле намотки**

Двн = 124,6 мм, вырезка окна и забурка пилотного ствола силами бригады КРС (рис. 1–2).

Для реализации проекта была разработана и произведена система приготовления, очистки и хранения бурового раствора (рис. 3).

Для обеспечения непрерывной связи с забойной телеметрии, входящей в состав КНБК, обеспечения двухсторонней связи и максимальной информативности применялась ГТ днар = 50,8\*4,0 мм,

марка стали СТ-90 с запасованным геофизическим кабелем КГ 1\*1,5-55-150 на отдельном узле намотки (рис. 4).

В процессе выполнения работ, исходя из фактически получаемых обстоятельств при ОПР направленного колтюбингового бурения с применением СНБ89-76М, было произведено 6 оперативных перестроений и пересогласований плановой траектории профиля, в том числе и по изменению координат плановых целей. Выполнение работ по своевременной корректировке траектории профиля подтверждает выполнение основной и главной задачи технологии направленного колтюбингового бурения – оперативного расчета величины и направления отклонения фактического профиля от проектного и корректирования траектории бурения в режиме online.

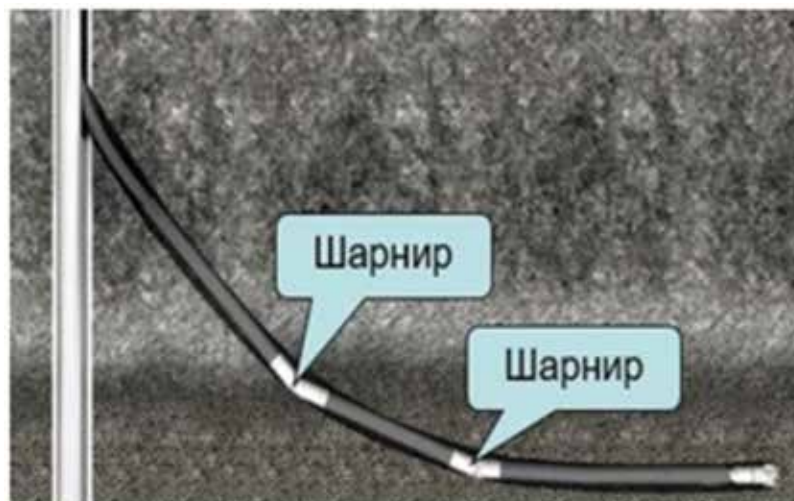
В связи с полученным запираем КНБК на фактической глубине 1918 м произвели бурение до подошвы пласта (1946 м) без ориентированной КНБК.

По результатам анализа выполненных работ были определены причины, послужившие запираению ориентированной КНБК, а также низкой механической скорости при бурении продуктивного пласта:

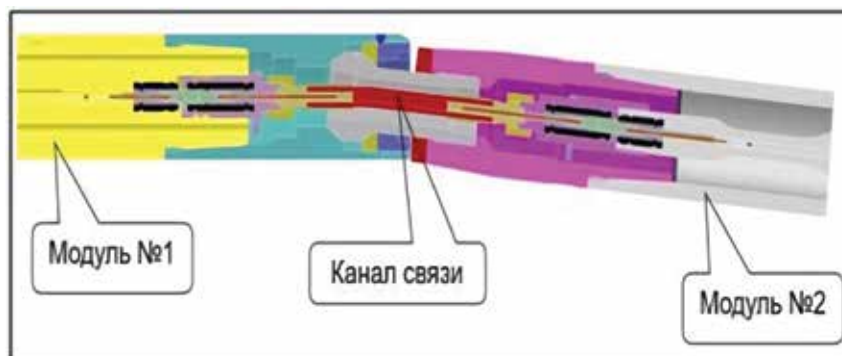
- влияние механических свойств горных пород продуктивного пласта (необходимо произвести подбор оптимального породоразрушающего инструмента для бурения продуктивного пласта, снижения вибрационных нагрузок на КНБК до регламентируемых без снижения скорости механической проходки по породе);

- влияние зависимости между геометрическими параметрами опытной ориентированной КНБК, характеристиками ГНКТ 50,8 мм и фактической полученной траектории ствола скважины в процессе бурения горных пород продуктивного пласта.

Проведенная опытно-промысловая работа по апробации технологии направленного колтюбингового бурения в условиях



**Рисунок 5 – Общий вид КНБК с шарнирами**



**Рисунок 6 – Шарнир с кабельной линией**

Оренбургского НГКМ по результату достигнутых целей подтверждает свою технологичность и актуальность для решения задач недропользователей.

С целью уменьшения длины цельных жестких участков КНБК для достижения набора угловых значений ориентированной компоновки необходима установка специально разработанных шарнирных соединений (рис. 5–6). ●



## НАПРАВЛЕННОЕ КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ

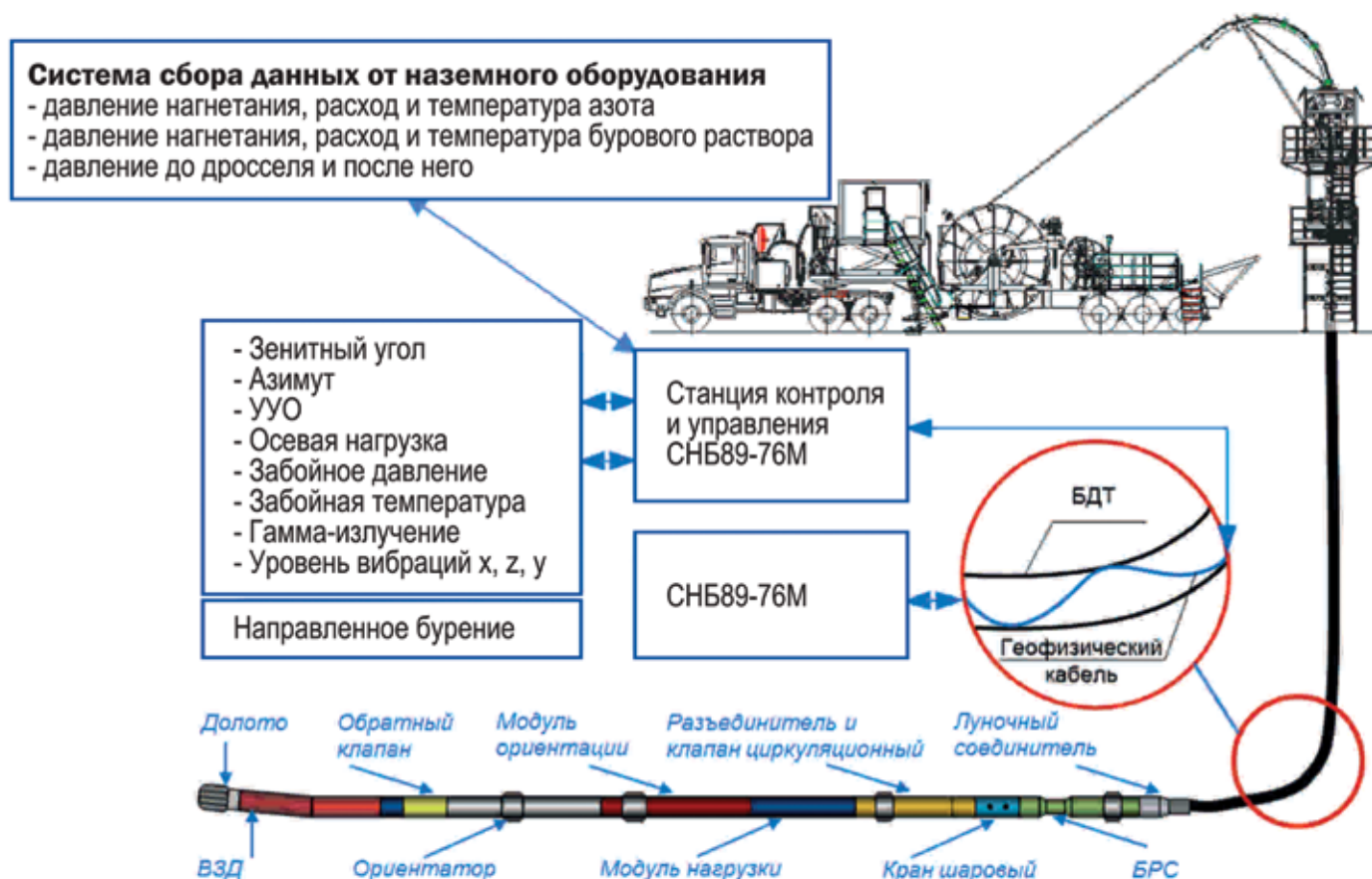


**Технология направленного колтюбингового бурения позволяет:**

- осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины;
- оптимизировать траекторию скважины;
- осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны;
- осуществлять бурение боковых стволов из эксплуатационных колонн малого диаметра.

## СИСТЕМА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СНБ89-76М

Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени.



# Бурение на колтюбинге в геологических условиях филипповской залежи Оренбургского месторождения

Источник: <https://www.belorusneft.by/>

*Группа специалистов Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин компании «Белоруснефть» успешно выполнила инженерно-технологическое сопровождение опытно-промысловых работ по направленному колтюбинговому бурению на скважине № 7Н западного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения в Российской Федерации. Генеральным заказчиком выступала компания ООО «Газпромнефть-Заполярье».*

О том, как проходила реализация этого проекта, с читателями газеты «Нефтяник» поделился руководитель группы колтюбинговых технологий цеха по повышению нефтеотдачи пластов ПНПиРС Павел Ревяков. В команде белорусских нефтяников, проводивших работы в Южном Предуралье России, также были инженеры-технологи сервисной службы по наклонно-направленному бурению Алексей Аноничев и Владислав Кот, инженер-электроник Сергей Стоянов.

Колтюбинговые технологии способствуют повышению нефтеотдачи пластов. «Гибкая труба» используется для очистки ствола и забоя, при кислотных обработках, «ловильных» работах. Колтюбинг применяется также при бурении боковых стволов и для спуска в скважину геофизического инструмента. Достоинство этой методики в том, что все работы можно проводить без глушения скважин. Это в совокупности с другими преимуществами позволяет повысить эффективность ремонтных работ, сократить простои, уменьшить технологические и организационные риски. Колтюбинговые технологии

активно применяются и в компании «Белоруснефть».

**– Павел Валерьевич, расскажите, как появился этот проект?**

– Еще в 2021 году в компании «Газпромнефть-Заполярье» было принято решение оценить потенциал направленного колтюбингового бурения боковых стволов в условиях скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с последующим определением эффективности использования таких технологий. Бурение боковых стволов с применением колтюбинговой установки позволяет сократить время на монтаж бурового станка и наземного оборудования, снизить временные затраты на спуско-подъемные операции. Эта современная технология дает возможность уменьшить длину пробуренного ствола скважины до продуктивного горизонта с учетом возможности увеличения пространственной интенсивности ствола скважины, а также выполнять бурение в режиме равновесия или депрессии на продуктивный пласт. Подрядчиком для выполнения



### ***Сборка компоновки перед спуском в скважину***

работ на объекте Оренбургского месторождения стала сервисная колтюбинговая компания – ООО «ВЕТЕРАН» из российского города Бузулук. Но, не имея опыта бурения на колтюбинге, представители этого предприятия обратились в УПНПиРС компании «Белоруснефть» для совместной реализации опытно-промысловых работ по направленному колтюбинговому бурению бокового ствола с применением специализированной кабельной системы направленного бурения и ГНКТ трубы диаметром 50,8 мм.

**– Как вы считаете, почему ООО «ВЕТЕРАН» выбрало именно**

**компанию «Белоруснефть» для совместного проведения опытно-промысловых работ?**

– Во-первых, объединение «Белоруснефть» обладает опытом проектирования и выполнения опытных работ по колтюбинговому бурению боковых стволов с применением ГНКТ диаметром 50,8 мм. Комплекс таких работ проводился в 2012-2019 годах в Беларуси. Во-вторых, в техническом арсенале УПНПиРС есть специализированное оборудование – система направленного бурения СНБ89-76М с кабельным каналом связи от белорусского производителя – СЗАО «Новинка». В-третьих, у нас есть высококвалифицированный персонал, уровень компетенции

которого позволяет качественно реализовать масштабный проект от планирования работ до выполнения направленного колтюбингового бурения боковых стволов. Ну и, в-четвертых, россиянам уже была знакома компания «Белоруснефть». В 2021 году представители ООО «ВETERАН» приезжали в Республику Беларусь для проведения аудита технической оснащенности УПНПиРС, ознакомления с имеющимся у нас опытом колтюбингового бурения. По результатам встречи тогда было принято решение о продолжении делового сотрудничества.

#### – Как проходила подготовка к выполнению работ?

– Заказчик выбрал скважину № 7Н на западном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Для выполнения там опытно-промысловых работ были установлены критерии ответственности каждой из сторон, участвующих в проекте. Между ООО «ВETERАН» и УПНПиРС был подписан договор на инженерно-технологическое сопровождение опытно-промысловых работ. Задачами белорусских нефтяников были определены разработка программы опытно-промысловых испытаний по направленному колтюбинговому бурению бокового ствола скважины № 7Н,

техническое обслуживание системы направленного бурения для реализации этих работ, а также предоставление услуг по инженерно-технологическому сопровождению на каждом этапе проекта. Компания «ВETERАН» отвечала за подготовку необходимого наземного и устьевого оборудования, должна была согласовать программу опытно-промысловых испытаний, а также предоставить колтюбинговый флот с рабочим персоналом. Подготовка к реализации данного проекта проводилась на протяжении 2022-2023 годов.

#### – Что было сделано за этот период?

– С учетом уже имеющегося

Следующим важным шагом стала заправка геофизического кабеля диаметром 9,4 мм в ГНКТ диаметром 50,8 мм на территории производственной базы компании «ВETERАН». Этот кабель – канал связи для передачи данных и параметров от внутрискважинного оборудования до наземного специализированного оборудования системы направленного бурения.

опыта направленного колтюбингового бурения в Республике Беларусь мы согласовали с ООО «Газпромнефть-Заполярье» критерии проведения опытно-промысловых работ, рассмотрев несколько десятков вариантов профилей ствола скважины № 7Н для последующей разработки программы опытно-промысловых испытаний. Приступая к работе, первым делом осмотрели оборудование, предоставленное ООО «ВETERАН», определили перечень необходимого

дополнительного устьевого, внутрискважинного и наземного оборудования и инструмента, разработали схемы его расстановки и



**В полевом центре управления системой направленного бурения. Слева направо: Сергей Стоянов, Алексей Аноничев, Владислав Кот и Павел Ревяков**

обвязки. Следующим важным шагом стала заправка геофизического кабеля диаметром 9,4 мм в ГНКТ диаметром 50,8 мм на территории производственной базы компании «ВЕТЕРАН». Этот кабель – канал связи для передачи данных и параметров от внутрискважинного оборудования до наземного специализированного оборудования системы направленного бурения. В процессе заправки геофизического кабеля применялось специализированное оборудование «Белоруснефти». Разработав программу опытно-промысловых работ по направленному колтюбинговому бурению бокового ствола скважины № 7Н, мы согласовали ее с ООО «ВЕТЕРАН». Свое согласие

на производство работ дал и генеральный заказчик. Перед началом реализации проекта в СЗАО «Новинка» было выполнено полное техническое обслуживание двух комплектов СНБ89-76М, проведена модернизация оборудования системы замеров угловых параметров скважины. Наши специалисты прошли дополнительное обучение для выполнения работ на нефтегазоконденсатном месторождении, получили специальное разрешение-допуск для выполнения работ на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

**– Когда начались работы на скважине?**



*Эта зима в Оренбуржье выдалась снежной*

– Монтаж наземного оборудования на скважине № 7Н мы начали в конце декабря 2023 года. Перед этим была определена степень готовности нашего внутрискважинного оборудования. В очередной раз все было проверено и перепроверено, ведь предстояла важная и очень ответственная работа. Необходимо отметить, что колтюбинговое бурение с применением кабельной системы направленного бурения СНБ89-76М и ГНКТ диаметром 50,8 мм проводилось

**Никто ранее не производил бурение на колтюбинге в геологических условиях филипповской залежи Оренбургского месторождения.**

в Российской Федерации впервые. Мы, можно сказать, стали пионерами внедрения здесь этой инновационной технологии. Все операции по проводке ствола скважины 7Н строго контролировались специалистами

геонавигации центра управления строительством скважин компании «Газпромнефть-Заполярье». Еще никто ранее не производил бурение на колтюбинге в геологических условиях филипповской залежи Оренбургского месторождения, и, соответственно, ни

у кого не было информации и опыта проведения таких работ. В этом была главная сложность при выполнении этих опытно-промысловых работ. Ну и погодные условия – морозы от -15 °С до -30 °С и обильные снегопады – не давали заскучать. Но мы были уверены в своих силах, понимали уровень ответственности, ведь здесь мы были не только работниками УПНПиРС, но и представляли весь многотысячный коллектив «Белоруснефти».

**– Как оцениваете реализацию проекта?**

– В результате выполненных работ согласно проектной траектории скважины был пробурен 231 метр горных пород. Из них 70 метров – в продуктивных отложениях. Это максимальная длина направленного пробуренного ствола скважины с применением ГНКТ диаметром 50,8 мм и СНБ89-76М. Основные цели программы опытно-промысловых работ были достигнуты. Проведена оценка подбора внутрискважинного и наземного оборудования и выбора оптимальных режимно-гидравлических параметров бурения. Также были определены механическая скорость бурения с учетом применяемого оборудования и возможности опытной компоновки по выполнению проектной траектории в геологических условиях скважины № 7Н Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Нужно отдельно

**Согласно проектной траектории скважины был пробурен 231 метр горных пород. Из них 70 метров – в продуктивных отложениях. Это максимальная длина направленного пробуренного ствола скважины с применением ГНКТ диаметром 50,8 мм и СНБ89-76М.**

отметить, что положительные результаты в реализации данного проекта – заслуга не только УПНПиРС. Этого успеха удалось достичь с участием специалистов из других структурных подразделений компании «Белоруснефть». Помощь оказал отдел строительства скважин БелНИПИнефть по подбору разрушающего инструмента для

бурения бокового ствола скважины № 7Н. Коллектив отдела капитального ремонта скважин УСТиС центрального аппарата содействовал оперативной организации подготовительных мероприятий для выполнения работ с применением СНБ89-76М в Российской Федерации, проводил сопровождение договоров на оказание услуг по подготовке скважинного оборудования. Свою лепту в общее дело внесли и

специалисты СЗАО «Новинка», оказавшие качественные услуги по техническому обслуживанию и ремонту системы направленного бурения. После анализа итогов проведенных работ на скважине № 7Н Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения будут определены технические решения для дальнейшего совершенствования, оптимизации и развития данного направления с целью внедрения технологии направленного колтюбингового бурения в геологических условиях Оренбургской площади.

Алексей Соснок

# Платформа для удаленного сопровождения и контроля технологических операций – OMNIA

А.А. ЕРОФЕЕВ, П.Ж. САХРАТОВ, Р.Н. НИКИТИН, П.С. ВОРОНОВ, Н.Д. ВОСКРЕСЕНСКИЙ, ООО «Страта Солюшенс»

## Введение

В условиях растущего глобального спроса на энергетические ресурсы нефтегазовые компании сталкиваются с необходимостью постоянного повышения эффективности нефтедобычи и, в частности, проведения скважинных операций, предназначенных для стимуляции притока нефти из залежей и проведения ремонтных работ. Ключевым при проведении работ на скважинах является соблюдение запланированных в дизайне параметров и режимов закачки. Учитывая, что скважинные операции могут как приносить пользу, так и создавать риски, в связи с этим непрерывный мониторинг становится не просто желательным, а необходимым и обязательным условием их успешного выполнения.

В данной статье представлена основная функциональность, а также результаты тестирования цифровой платформы OMNIA, предназначенной для комплексного мониторинга промысловых данных и оперативного контроля выполнения скважинных операций.

OMNIA представляет собой передовое решение, которое поддерживает сопровождение таких критически важных процессов, как гидроразрыв пласта (ГРП) и операции с гибкими насосно-компрессорными

трубами (ГНКТ).

Важно отметить, что функциональность системы не ограничивается только ГРП и операциями с ГНКТ. Платформа также применима при проведении капитальных и текущих ремонтов скважин, операциях по интенсификации притока, гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС), промыслово-геофизических исследованиях (ПГИ), а также при глушении скважин. Такая универсальность делает цифровую платформу незаменимым инструментом для широкого спектра задач в нефтегазовой отрасли.

## Цифровая платформа OMNIA

Цифровая платформа представляет собой комплексное решение, направленное на устранение множества существующих проблем, с которыми сталкиваются как компании-недропользователи, так и нефтесервисные организации. Среди наиболее острых вызовов, на которые отвечает платформа, можно выделить следующие:

- отсутствие оперативного контроля проведения операций: многие компании сталкиваются с трудностями в реальном времени отслеживать ход выполнения скважинных работ, что может приводить к задержкам в принятии

решений и снижению эффективности операций;

- разрозненные каналы связи между участниками процесса: отсутствие единой платформы для коммуникации часто приводит к недопониманию, потере важной информации и снижению скорости реагирования на возникающие проблемы;
- риски простоя оборудования: неэффективное планирование и отсутствие оперативной информации о состоянии оборудования могут приводить к незапланированным простоям, что влечет за собой значительные финансовые потери;
- незащищенность данных: в эпоху цифровизации вопросы кибербезопасности и защиты конфиденциальной информации становятся все более актуальными для нефтегазовой отрасли.

OMNIA успешно справляется с этими вызовами, предоставляя полный набор инструментов для операционного контроля скважинных операций и ведения аналитики по их успешности и эффективности, а гибкая архитектура системы позволяет использовать ее либо на базе облачных мощностей, предоставляемых разработчиком, либо разворачивать в периметре локальной сети компании. Это обеспечивает высокую степень адаптивности к различным требованиям безопасности и ИТ-инфраструктуре заказчиков.

Функциональность платформы значительно повышает прозрачность операций и оперативность коммуникации между всеми участниками процесса. Важно подчеркнуть, что все решения и действия в системе OMNIA опираются на фактические данные.

Система обеспечивает комплексный сбор данных путем прямого подключения к станциям контроля,

установленным на месте проведения работ. После сбора данные передаются в защищенное облачное хранилище, после происходит их визуализация и обработка в многопользовательском режиме, включая интерпретацию с целью оперативного контроля хода выполнения операций и регистрации фактических значений ключевых параметров.

Дополнительно в платформе предусмотрена интеграция с уже применяемыми учетными системами, что позволяет автоматизировать ведение метрик качества и безопасности проводимых операций. Для работы в стыковке с инженерным программным обеспечением по проектированию и моделированию предусмотрена возможность загрузки данных в необходимых форматах и шаблонах.

## Архитектура решения

Система OMNIA имеет трехкомпонентную архитектуру, что обеспечивает ее гибкость и масштабируемость (рис. 1). Каждый из компонентов выполняет свою специфическую функцию, вместе образуя комплексное решение для мониторинга и управления скважинными операциями. Рассмотрим каждый компонент подробнее.

**Полевое рабочее место.** Этот компонент предназначен для непосредственного подключения к оборудованию и мониторинга полевых операций на месте проведения работ. Ключевой особенностью данного компонента является возможность полноценной работы с данными в локальном режиме. Это означает, что даже при отсутствии или временном разрыве интернет-соединения система продолжает функционировать без потери данных.



**Рисунок 1 – Компоненты цифровой системы**

Такая функциональность особенно важна при работе в удаленных районах с нестабильной связью.

#### **Серверный компонент.**

Представляет собой внешний сервер или корпоративный центр обработки данных (ЦОД), где централизованно хранятся данные всех скважинных операций. Этот компонент обеспечивает надежное хранение и быстрый доступ к историческим данным, что критически важно для анализа тенденций и принятия стратегических решений.

#### **Удаленные рабочие места.**

Данный компонент предоставляет пользователям возможность просматривать и анализировать данные через интуитивно понятный веб-интерфейс. Такой подход обеспечивает высокую мобильность и гибкость, позволяя работать с данными независимо от физического местоположения.

Важно отметить, что OMNIA является импортонезависимой системой с точки зрения применяемых в ней технологий. Это не только обеспечивает безопасность и стабильность работы в условиях возможных санкций или

ограничений, но и открывает широкие возможности для дальнейшего развития и адаптации системы под специфические требования различных рынков. По многим характеристикам данная система не только сопоставима, но и превосходит иностранные аналоги, что делает ее перспективным инструментом импортозамещения в нефтегазовой отрасли.

Система уже прошла успешную апробацию на нескольких флотах ГРП с различными конфигурациями входящего в них оборудования. В ходе испытаний за процессом проведения операций осуществлялся мониторинг с нескольких географически распределенных рабочих мест, что подтвердило эффективность и надежность системы в реальных условиях эксплуатации. По результатам использования системы в полевых условиях были получены ценные отзывы и предложения от специалистов. В частности, было предложено доработать систему, внедрив инструмент для поиска и построения коридора допустимых значений давления по плану закачки. Эта функция позволит еще более

точно контролировать процесс ГРП и минимизировать риски, связанные с отклонениями давления от оптимальных значений.

### Возможности системы

OMNIA предоставляет широкий спектр возможностей для подключения к различным станциям контроля через разнообразные интерфейсы. Система поддерживает такие распространенные протоколы связи, как Ethernet, COM-порт и Wi-Fi, что обеспечивает ее совместимость с большинством современного оборудования, используемого в флотах. Ключевым элементом системы является конфигуратор данных (рис. 2), который обеспечивает не только гибкую настройку подключения к различным источникам информации, но и поддержку шаблонов для точного сопоставления каналов и типов данных. Это позволяет быстро адаптировать систему под конкретные требования каждого проекта или типа оборудования.

Одной из важных функций конфигуратора является возможность установки пороговых значений для различных параметров. При превышении этих значений система автоматически включает звуковую сигнализацию, что позволяет оперативно реагировать на отклонения. Эта функция особенно важна при проведении критически важных операций, при которых даже небольшие отклонения от нормы могут привести к серьезным последствиям.

Просмотр и анализ данных в OMNIA осуществляется через специализированный модуль отображения (рис. 3). Этот модуль обладает уникальной способностью автоматически определять текущие этапы операции в режиме реального времени. Например, при проведении ГРП система может автоматически идентифицировать такие стадии, как буфер, закачка пропанта и остановка. Важно отметить, что система разработана таким образом, что все инженерные задачи могут

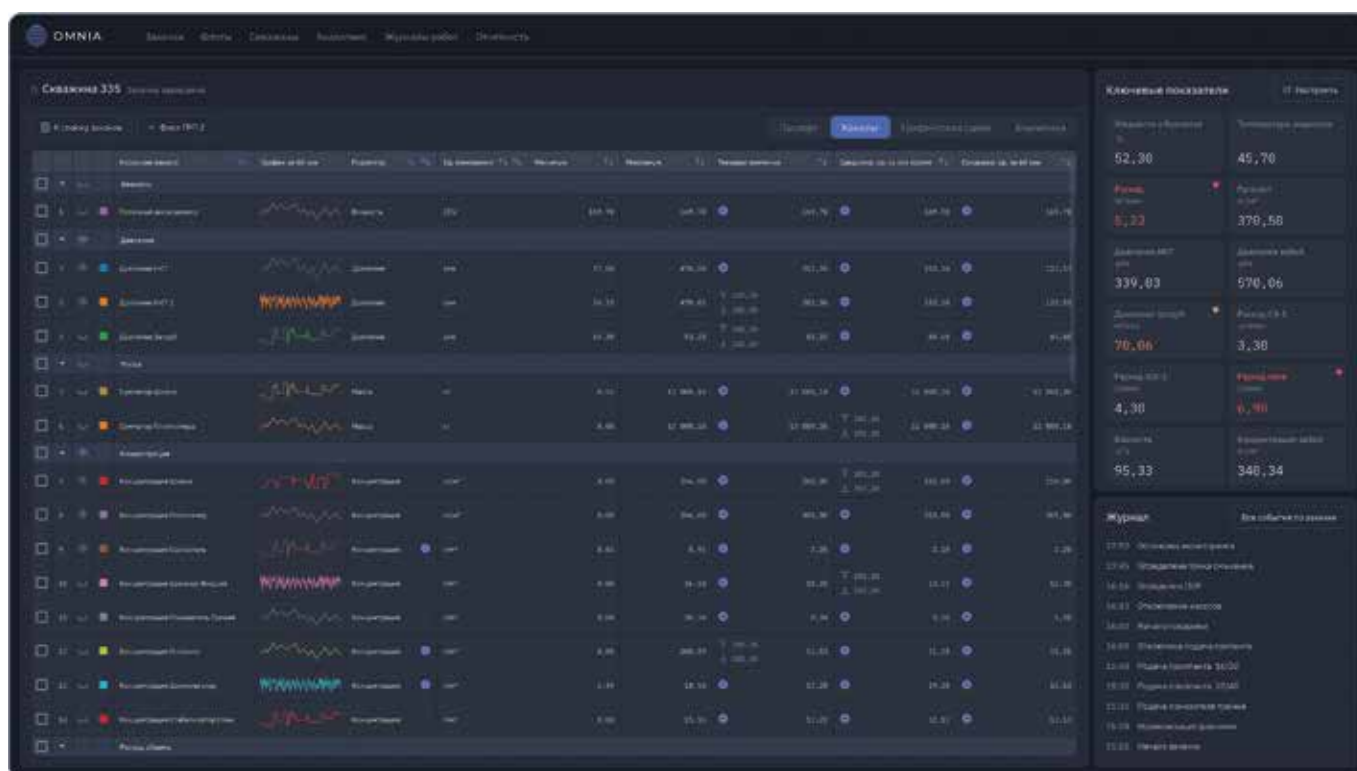


Рисунок 2 – Конфигуратор данных

выполняться в реальном времени, включая интерпретацию закачек ГРП, поиск точки смыкания, определение мгновенного давления остановки насосов (ISIP) и другие критически важные параметры. Такой подход существенно сокращает непроизводительные потери времени инженера.

Также система предоставляет возможность автоматически подводить статистику по количеству проводимых операций (рис. 4), производить оценку расхода материалов, включая количество закачанной жидкости и использованного пропанта. Данная информация может быть оперативно передана в системы учета пользователя (например, 1С).

### Инструмент оценки допустимого коридора давлений

Основное отличие цифровой системы OMNIA от конкурентов заключается во внедрении инструмента машинного обучения для выстраивания коридора

давлений при операции гидроразрыва пласта. Данный инструмент использует алгоритмы машинного обучения для анализа данных, полученных в процессе операций гидроразрыва, и создания моделей, которые прогнозируют оптимальные диапазоны давлений. Это позволяет более точно контролировать и регулировать давление во время закачки, минимизируя риск аварий и повышая общую эффективность операций. На рисунке 5 показан пример оценки давления, записываемого в процессе операции (красная линия), и коридора давлений по аналогичным, ранее проведенным операциям (область зеленого цвета).

Задачей инструмента является оценка плотности вероятности допустимых значений давления для закачки ГРП. В ходе разработки инструмента был проведен ретроспективный анализ множества стадий ГРП. По каждой из стадий использовались каналы устьевое давление и нескольких каналов с информацией о



Рисунок 3 – Просмотр и анализ промысловых данных



превышения допустимого устьевого давления. В ходе разработки алгоритма было составлено 3 датасета: обучающий датасет, тестовый датасет успешных закачек и тестовый датасет неуспешных закачек.

### **Описание процессов подготовки данных**

Процесс подготовки данных для обучения модели включал как ручной анализ закачек и проверку полноты и валидности данных, так и автоматизированную обработку с построением нормированных синтетических каналов данных, которые использовались для построения корректного распределения допустимых значений давления. Каждая закачка из обучающего датасета была преобразована в набор отсчетов в многомерном пространстве. Например, для стадии длительностью 100 минут было получено около 6000 отсчетов, каждый из которых содержал информацию о нескольких параметрах. В результате для обучающего датасета был сформирован массивный набор из более чем 4,6 миллиона отсчетов в многомерном пространстве, что обеспечило богатую базу для обучения модели.

### **Описание подходов, использованных для обучения моделей, в инструменте выстраивания коридора давлений**

Для того чтобы определить плотность вероятности давления для тестовых датасетов, для выбранного отсчета стадии из тестового датасета производится поиск 40 000 ближайших отсчетов из обучающего набора (критерием близости является евклидово расстояние в  $n$ -мерном

пространстве). Для каждого из выбранных ближайших отсчетов определяется давление. Таким образом, для выбранного отсчета тестового датасета формируется выборка из 40 000 ближайших отсчетов из обучающего датасета давлений, для которой рассчитывается плотность вероятности давления. Для поиска ближайших к тестовой точке отсчетов в многомерном пространстве используется метод ближайших соседей (обучения без учителя).

В результате проведенного исследования и практического применения данного инструмента было установлено, что давление при неуспешных закачках действительно чаще выходит за пределы рассчитанного допустимого интервала давления по сравнению с успешными операциями. При этом выход за допустимый порог доверительного интервала давления зачастую наблюдается существенно раньше момента, когда силами инженеров принимается решение об остановке закачки или же когда оборудование выходит из строя. Таким образом, предложенный инструмент может являться дополнительным источником информации об изменении ситуации на скважине в режиме реального времени и может дать больше возможностей инженерам для принятия альтернативных решений, не обязательно приводящих к радикальным мерам по остановке операции. Проведенная на ретроспективных данных верификация модели подтверждает эффективность разработанного инструмента и его способность своевременно идентифицировать потенциально проблемные ситуации.

Внедрение такого инструмента в систему позволило значительно

повысить точность контроля операций ГРП, минимизировать риски аварийных ситуаций и оптимизировать процесс принятия решений в режиме реального времени. Это, в свою очередь, способствует повышению общей эффективности и безопасности проводимых работ.

## Вывод

Внедрение современных цифровых систем, таких как OMNIA, представляет собой важнейший шаг в процессе цифровой трансформации предприятий нефтегазовой отрасли в рамках концепции «Индустрия 4.0». Несмотря на то что аналогичные системы уже широко применяются для мониторинга и контроля бурения, операции по гидроразрыву пласта и работы с гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) до сих пор остаются недостаточно охваченными подобными инструментами.

В этом контексте цифровая платформа OMNIA является комплексным решением, предлагающим точный и оперативный контроль различных скважинных операций. Особенно важно отметить, что OMNIA не только отвечает текущим потребностям отрасли, но и учитывает перспективные тренды, связанные с внедрением средств предиктивной аналитики в отношении показателей работы динамического оборудования. Подобные решения активно применяются на непрерывных производствах, однако по-прежнему слабо внедрены в рамках мобильных единиц техники. Учитывая специфику проведения работ на скважинах, включающую высокие давления, значительные расходы жидкостей и строгие требования к безопасности, внедрение современных инструментов

контроля и сопровождения становится критически важным для обеспечения эффективности и безопасности операций. Важно отметить, что OMNIA является не просто инструментом мониторинга, но и платформой для принятия обоснованных решений. Благодаря возможности удаленного доступа и анализа данных система позволяет привлекать экспертов из различных областей к решению сложных задач, не требуя их физического присутствия на месте проведения работ. Кроме того, внедрение системы способствует стандартизации процессов и повышению общего уровня культуры производства в нефтегазовой отрасли. Система обеспечивает единый подход к сбору, хранению и анализу данных, что облегчает процессы аудита, контроля качества и обмена опытом между различными подразделениями и компаниями.

Ближайшими шагами по развитию и тиражированию цифровой платформы являются расширение опыта ее апробации на различных месторождениях в сочетании с применяемыми в составе флотов ГРП конфигурациями оборудования, а также коммерческое внедрение на пилотных активах недропользователей. Отметим, что платформа полностью доступна для использования и приобретения.

В заключение стоит отметить, что OMNIA представляет собой не просто технологическое решение, но и важный шаг в направлении создания умных месторождений будущего. Система закладывает фундамент для дальнейшей цифровизации и автоматизации процессов нефтегазодобычи, открывая новые возможности для повышения эффективности и безопасности отрасли в целом. 🌀

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2023 (часть 4)

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

**Секция 8. Обеспечение целостности скважины, повторное заканчивание и восстановление, а также ликвидация скважин**

**Устранение утечки в системе заканчивания скважины с помощью коррозионностойкой ГНКТ малого диаметра**

*Эрик Агирре, Мартин Небиоло, Proshale LLC*

Компании-оператору в Боливии требовалось решить проблему нарушения герметичности, вызванной присутствием газа CO<sub>2</sub> в эксплуатационных жидкостях, что привело к глубокой коррозии НКТ на некоторых участках компонентов заканчивания с глубиной поражения до 96% толщины стенки НКТ.

Исходя из профиля коррозии, целью ремонтных работ была установка коррозионностойкой ГНКТ малого диаметра (с 16%-ным содержанием хрома) внутри эксплуатационной колонны для продолжения эксплуатации скважины и избежания при этом воздействия на сильно

корродированные компоненты НКТ.

Концепция проведения ремонтных работ заключалась в установке гидравлического пакера над нижним заканчиванием скважины ниже наиболее поврежденного участка эксплуатационной колонны и соединении изолирующего пакера с ГНКТ диаметром 2 дюйма (с 16%-ным содержанием хрома), которую подвесили на устье скважины.

Установка эксплуатационной колонны должна была быть выполнена за один спуск при работающей скважине, чтобы избежать необходимости глушения скважины во время проведения работ.

Нижнее заканчивание скважины осуществлялось с помощью перфораторов и состояло из комбинации НКТ диаметром 2 7/8 дюйма 6,4 фунта на фут и 3 1/2 дюйма 9,2 фунта на фут класса N80 и 7-дюймового пакера 23–29 фунтов на фут. Верхнее заканчивание в основном состояло из НКТ диаметром 3 1/2 дюйма 9,2 фунта на фут класса N80 с извлекаемым скважинным клапаном-

отсекателем, установленным на отметке 107 м, сдвижной муфты и уплотнительного модуля для соединения верхнего заканчивания с нижним.

### **Резка труб с помощью 1,69-дюймового электромеханического трубореза, спускаемого на цифровом тросе**

*Фрэнсис Майкл Хини, Брайан Дэвид Пауэлл, Джерард Стивен, Маккей, Мэтью Крейг Млкак, Halliburton*

Цифровое тросовое оборудование применяется в отрасли с 2013 года (Loov et al., 2014 & Wiese et al., 2015) и зарекомендовало себя а качестве эффективного инструмента для повышения эффективности внутрискважинных работ по сравнению с традиционным двухкомпонентным тросово-канатным оборудованием и геофизическим кабелем. С момента появления данной системы на рынке постоянно расширялась сфера ее применения: с помощью цифровых тросов осуществляется спуск в скважину взрывных и невзрывных установочных инструментов, скважинных якорей, многорычажных каверномеров, проводится импульсная нейтронная оценка пластов с помощью считывания данных на поверхности. В многочисленных тематических исследованиях в качестве преимущества технологии отмечается экономия времени, которая достигается за счет однократной мобилизации оборудования без необходимости многократных мобилизаций/демобилизаций и СПО при использовании отдельно троса и геофизического кабеля для

выполнения одного и того же объема работ. При проведении сложных операций, таких как установка многочисленных заплат, эта экономия может составить несколько дней, особенно если доставку каждой установки на место проведения работ необходимо заблаговременно планировать. (Heaney et al., 2020).

В других работах (Koriesh et al., 2022) подчеркивается возможность использования малогабаритной и легкой цифровой тросовой установки в условиях ограниченного пространства морских платформ, в которых невозможно использовать более крупное оборудование для работы с геофизическим кабелем. В качестве дополнительных преимуществ можно назвать меньшее количество задействованного персонала, меньший объем крановых работ, более быструю мобилизацию оборудования и высокую скорость движения троса по сравнению с геофизическим кабелем. Несмотря на все достоинства цифровой канатно-тросовой установки, в ней все равно используется стандартный трос (хотя и с оплеткой), у которого гораздо меньшая прочность на разрыв по сравнению с геофизическим кабелем и ограниченная пропускная способность канала связи. Однако при этом установка позволяет существенно повысить эффективность и добиться экономии при проведении многих операций.

Одним из видов работ, проводимых с использованием цифровой канатно-тросовой установки, является спуск устройства невзрывного типа



для обрезки и извлечения труб, что позволяет снизить риски для здоровья и безопасности людей, а также окружающей среды и обеспечить сокращение затрат на проведение операций, которые обычно проводятся взрывным способом. Электромеханический труборез, спускаемый на геофизическом кабеле, доказал свою эффективность при проведении такого рода работ. Он позволяет осуществлять полностью беспламенную резку труб и получать высококачественный срез, которого не могут добиться другие труборезы. Существует множество разновидностей электромеханического трубореза, и во всех используются запатентованные мощные двигатели, которые позволяют режущему лезвию эффективно разрезать трубу. Новинкой модельного ряда является электромеханический труборез диаметром 1,69 дюйма, работающий от аккумулятора и спускаемый на цифровом тросе или геофизическом кабеле. Он предназначен для резки труб диаметром от 2,375 до 3,5 дюйма – наиболее часто используемых на скважинах по всему миру. В статье обсуждаются детали разработки инструмента и проверочные испытания, чтобы убедиться, что устройство с питанием от аккумулятора может эффективно разрезать необходимые трубы.

**При проведении операций по глушению и ликвидации скважины утечки недопустимы. Можно ли применять прибор акустического каротажа для определения герметичности?**

*Дункан Трυν, Archer*

Операция по глушению и ликвидации скважины направлена на изоляцию недр от поверхности, а успех ее проведения традиционно оценивается по выполнению произвольных критериев, таких как физическая длина затрубного барьера. Тем не менее существует множество примеров, когда вполне нормальный барьер давал течь. В данной работе продемонстрировано, что достаточно чувствительный прибор акустического каротажа может обеспечить максимально точное подтверждение отсутствия утечек.

Принцип, согласно которому жидкость, движущаяся турбулентным образом, испускает акустическую энергию, хорошо известен и используется во многих приборах для акустического каротажа. Когда движение жидкости незначительно, то и уровень шума мал, в результате чего обычные инструменты могут его не уловить. Была проведена оптимизация прибора акустического каротажа для повышения его чувствительности. Затем состоялись испытания на ряде испытательных стендов и с использованием извлеченных из реальных скважин секций зацементированных обсадных колонн для количественного определения более низких уровней шумов. После этого был проведен каротаж в ранее ликвидированных скважинах, в ходе которого выявлены незначительные утечки, несмотря на полное соблюдение инструкций при проведении работ.

Ведущий в отрасли акустический прибор был полностью переработан, начиная от датчика и заканчивая

электроникой, чтобы обеспечить возможность обнаружения даже самых минимальных шумов. Конструкцию датчика и электроники оптимизировали таким образом, чтобы в 10 раз увеличить чувствительность и возможность отклика на низкий уровень акустической энергии, при этом собственный базовый шум был снижен, что позволило значительно расширить доступный динамический диапазон. Полевые испытания подтвердили, что отклик на низкую энергию стал на 25 децибел лучше, чем до модификации. После проведения контрольных испытаний при различных условиях утечки жидкости и газа были определены пороговые значения обнаружения утечек для различных скважинных условий. Кроме того, изучение параметров статистической выборки выявило значимые акустические сигнатуры, связанные с изменением режима потока при очень низких скоростях. Промысловая проверка инструмента в ранее ликвидированной скважине подтвердила высокий уровень чувствительности обновленного прибора и позволила зарегистрировать в скважине прерывистую утечку с очень низким расходом жидкости.

Данная работа на основании контрольных и промысловых испытаний демонстрирует, что соблюдение требований при глушении скважин не гарантирует отсутствия утечек, при этом оптимизированный акустический прибор способен обнаружить даже самые маленькие из них. Грамотное использование данной технологии

при проведении работ по глушению и ликвидации скважин с целью подтверждения герметичности барьера позволит избежать дорогостоящих операций по исправлению допущенных ошибок.

### **Керамические песчаные фильтры помогли повысить потенциал выработанных морских месторождений в бассейне Колумба**

*Уэйн Хосейн, Эджас Джуман, BP America Inc.; Сурендр Рамчаритар, BP Trinidad; Бхаргава Рам Гундемони, Питер Барт, Ричард Джексон, ЗМ, подразделение перспективных материалов*

Керамика с давних пор являлась одним из основных материалов для человека, и сегодня ее можно встретить в любой отрасли промышленности. В данной статье рассматривается успешное применение автономных керамических фильтров в качестве нового технологического решения для восстановления скважин и контроля пескопроявлений на морских месторождениях бассейна Колумба. Считается, что керамические фильтры имеют лучшую эрозионную стойкость и долговечность по сравнению с традиционными металлическими фильтрами. Эта гипотеза была проверена на нефтяных и высокодебитных газовых скважинах в рыхлых и малообъемных коллекторах, которые ранее были законсервированы или из которых не велась добыча по целому ряду причин. В любом случае разработка таких коллекторов с применением традиционных методов контроля пескопроявлений на буровой установке была бы нерентабельной.

В данной статье представлен план работ, включающий выбор скважины-кандидата, выбор фильтра, испытания на эрозию и непосредственное внедрение технологии. Рассматриваются также результаты работы скважин после внедрения технологии.

Первоначальный отбор скважин-кандидатов на повторное заканчивание показал, что для доступа к запасам из рыхлых коллекторов требуется заканчивание с контролем пескопроявлений. Кроме того, предполагаемые для добычи интервалы были небольшими, что приводило к высоким скоростям потока флюида и не позволяло использовать даже традиционные методы борьбы с выносом песка, такие как гравийные фильтры в обсаженном стволе. Решение о применении автономного керамического фильтра было основано на создании естественной песчаной пачки для удержания пластового песка, при этом размер отверстий фильтра должен быть таким, чтобы минимизировать риск полной закупорки. В рамках лабораторных испытаний были протестированы фильтры с различными размерами и геометрией отверстий, а также аналогичные керны с тем, чтобы подобрать такую конфигурацию, которая позволит удерживать частицы самого крупного размера и таким образом создавать естественную песчаную пачку. Интерпретация результатов часто была затруднена из-за большой вариативности распределения частиц по размерам, присущей природе испытываемых песков – неоднородных, плохо отсортированных и с высоким

содержанием мелких частиц.

Установка фильтров осуществлялась без использования буровой установки и осложнялась устаревшей морской инфраструктурой, кранами с пониженной грузоподъемностью, ограниченным пространством на палубе и компактной площадкой устья скважины. Для проведения работ в таких условиях были разработаны специальные решения, позволяющие устанавливать фильтры без использования палубного крана, а также сдвоенные системы для соединения нескольких секций фильтра в скважине. Были спроектированы автономные фильтры для ремонта участков, на которых не удалось решить проблему выноса песка, а также для установки в новые интервалы перфорации.

Запуск скважин осуществлялся с помощью постепенного увеличения дебита с помощью штуцера, что позволило добиться стабильного формирования естественной песчаной пачки. Как нефтяные, так и высокодебитные газовые скважины показали схожие результаты: добыча без песка с самого запуска и с минимальными закупорками (в большинстве случаев). В данной статье мы обсудим важность тщательного отбора скважин-кандидатов для минимизации ошибок. На основании данных, полученных в ходе проведения операций, и измеряемых параметров потока, было установлено, что производительность керамических фильтров по скорости потока в пять-десять раз выше, чем у традиционных металлических фильтров при том же автономном применении. Также были проведены



**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

дополнительные лабораторные исследования на предмет эрозии с целью снижения рисков и повышения потенциала по скорости потока, что значительно улучшило понимание механизмов разрушения керамических фильтров. Это позволило удвоить прежние пороговые значения скорости потока для керамических фильтров с 100 до 200 футов в секунду.

Полученная производительность керамических фильтров подтверждает возможность их применения для эффективного контроля пескопроявлений при правильном согласовании с ожидаемыми параметрами работы скважины. Теперь появились более широкий спектр инструментов для предотвращения выноса песка и более дешевая альтернатива заканчиванию скважин с применением буровой установки.

### **Использование ГНКТ для выполнения сложной операции по повторному заканчиванию скважины**

*Халид Рахимов, Патчаратун Судсакорн, Гэри Дюгид, Дуглас Том, Baker Hughes*

Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) зарекомендовали себя в качестве эффективной и надежной технологии, которая наиболее часто применяется в энергетической отрасли для проведения сложных работ на скважинах. Когда на газодобывающей скважине в Северном море образовалась утечка в малом кольцевом пространстве, оператор решил использовать ГНКТ для устранения проблемы. После тщательной оценки оператором было принято

решение о проведении повторного заканчивания скважины. Предстоящий объем работ предполагал решение целого ряда сложных задач: ввиду формирования отложений на некоторых участках ствола скважины требовалась механическая очистка с помощью гидравлически активируемой КНБК, затем необходимо было закачать соляной раствор под вышедшее из строя оборудование заканчивания и установить пробку для изоляции скважины и перехода к следующему этапу, чтобы обеспечить возможность извлечения старой компоновки заканчивания. В данной статье описывается использование комплексных методов восстановления скважины для ликвидации неисправности эксплуатационной колонны. Обсуждается точность передового программного обеспечения, используемого при проведении очистки, путем сравнения прогнозируемых значений с фактическими данными, полученными во время операции. В статье также приводится обоснование выбора КНБК для различных этапов операции. Кроме того, освещается ряд мер, которые необходимо было принять для решения непредвиденных проблем.

### **Развертывание системы контроля пескопроявлений на выработанных месторождениях: обзор эффективности пилотной установки пескоулавливающего фильтра с набивкой из скрепленных шариков (bonded bead) на скважине с высоким газовым фактором на шельфовом месторождении в Восточной Малайзии с использованием канатно-тросовых технологий**

*Чарли Александр МакКлин,  
Амрит Стефан Балгобин, Стив  
Брайант Уилсон, Огагаогене  
Одайри, Джефффри Аллан, Парвини  
Чаемчаенг, Ли Рен Чунг, Рик  
Рейнольд Клаудиус, Ган Тейк Вей,  
Кэтрин Танг, Petronas  
Carigali Sdn Bhd*

Вынос песка является одной из основных проблем на выработанных месторождениях Малайзии. На скважинах с большими объемами выноса песка из-за неудачно выполненных первичных мероприятий по контролю за пескопроявлениями требуется проведение ремонтных действий для того, чтобы обеспечить работу скважины и исключить риск выхода оборудования из строя. В таких случаях операторы в основном устанавливают металлические фильтры через НКТ, однако технология не имеет очень широкого распространения ввиду того, что срок службы таких фильтров невелик, особенно в скважинах с высокой эрозионной активностью. Учитывая риски при проведении внутрискважинных операций, частая замена таких фильтров не является целесообразной как с экономической, так и с операционной точки зрения. Поэтому большинство скважин с высоким газовым фактором в настоящее время не работают и нуждаются в установке долговечных песчаных фильтров с высокой эрозионной устойчивостью. В целях проверки эрозионной устойчивости и долговечности были установлены через НКТ различные эрозионнотойкие

фильтры. При этом дополнительные трудности могут быть связаны как раз с процессом их установки на старых скважинах.

В данной работе рассматриваются результаты установки первого фильтра с набивкой из скрепленных шариков на скважине № 1 с высоким газовым фактором на шельфе в Восточной Малайзии. Вместо использования обычной сетки или проволоки в качестве фильтрующего материала в данном виде фильтра применяются плотно скрепленные шарики для фильтрации песка и, как ожидается, такая технология будет иметь лучшие характеристики по сравнению с обычными металлическими фильтрами, устанавливаемыми через НКТ. Перед установкой были проведены вычислительное гидродинамическое моделирование и испытания на удержание песка для определения риска эрозии и оптимизации конструкции фильтра для скважины № 1. Информация, полученная в результате вычислительного гидродинамического моделирования, была использована для оптимизации трубных компонентов и минимизации влияния эрозии на всю КНБК. Кроме того, скважина № 1 находилась на добывающей платформе без постоянного присутствия обслуживающего персонала, поэтому на ранней стадии планирования операции необходимо было рассмотреть возможные варианты размещения и доставки оборудования. Была выбрана комбинация тросовой установки с соответствующей системой регулирования давления,

чтобы минимизировать количество персонала и соответствовать ограничениям по нагрузке на палубу, обеспечивая при этом надлежащее выполнение операции.

В работе рассмотрены результаты пилотных испытаний пескоуловителя со скрепленными шариками в скважине № 1. Также даны рекомендации по дальнейшей оптимизации технологии, чтобы фильтры со скрепленными шариками могли выступать в качестве компетентного решения проблемы пескопроявлений на НКТ, особенно в скважинах с высоким газовым фактором. Кроме того, рассмотрены использованные методики осуществления операций, которые были призваны снизить операционные риски и затраты. Это послужит примером экономически эффективных восстановительных работ на такого рода скважинах с целью продления срока службы скважинного оборудования.

**Устойчивое давление в кольцевом пространстве: пример применения и внедрения технологии распределенных оптоволоконных измерений**

*Майкл Джеймс Вебстер, Елена Фиорило, Expro; Мария Евгения Саламанка, Андреа Кристина Лопес, Карлос Педро Родольфо Орланди, YPF; Лена Урманцева, AP Sensing*

Технология распределенных оптоволоконных измерений позволила непрерывно собирать информацию о состоянии среды за обсадной колонной, изменяя при этом условия на поверхности скважины. Цель данного исследования – выявить потенциальные причины

устойчивого давления в кольцевом пространстве с помощью распределенных оптических измерений, интегрировать полученные данные с обычной информацией о скважине, чтобы определить меры по устранению возникших проблем.

Использование оптоволоконного троса позволило проводить измерения по всей протяженности скважины в течение всего периода исследования. На оптоволоконном тросе также были установлены гамма-датчики, локатор муфт, датчики давления и температуры. Программа семичасового исследования состояла из измерения параметров в исходных условиях, а также чередования периодов сравливания давления, приостановки работы скважины и добычи для создания измеримых событий, которые регистрировались с помощью датчиков на оптоволоконном тросе. Интегрировав информацию из памяти приборов, можно было определить местоположение участков, которые создавали устойчивое давление, а также поведение флюида при изменении давления и температуры. Сочетание сбора данных и их быстрой обработки на месте позволило получить качественную информацию, а также дало возможность проведения потенциальных ремонтных работ за одну СПО.

В данном примере из Южной Америки показано применение этой технологии на удаленной скважине, на которой регистрировалось устойчивое давление в кольцевом пространстве. Авторы пришли к выводу, что проблемный участок

## 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.



Реклама

был расположен в пласте Райосо, а утечка происходила через башмак диаметром 9 и 5/8 дюйма. Эффект выпадения жидкости на этапе добычи был подтвержден показаниями давления, полученными от автономного манометра, установленного на конце оптоволоконного троса.

Технология распределенных оптоволоконных измерений на тросе дает нам информацию для проведения потенциальных ремонтно-восстановительных работ в рамках одной СПО. В данной работе представлена простая методология спуска оптоволоконного троса и интерпретации полученных данных, позволяющая сократить время и затраты и вывести оптоволоконную технологию на массовый рынок. Партнерство с ключевыми компаниями-поставщиками, упрощающее процесс, помогло сделать оптоволоконные технологии рутинной частью комплексной системы контроля параметров работы скважины.

## **Секция 9. Проведение внутрискважинных работ на шельфе и в подводных условиях**

**Новый компактный трактор/строкер позволяет проводить интеллектуальные и высокопроизводительные работы на геофизическом кабеле в условиях ограниченной высоты на морских платформах**

*Стюарт Уильям Мерчи, Баард Тиннен, Джеральд Макнелли, Арне Мотланд, Altus Intervention*

На скважинах, особенно морских, часто ограничена высота мачты или А-образной рамы для монтажа

буровой установки и спуска инструментов в скважину. Это нередко приводит к ограниченному выбору или компромиссам в отношении применяемых технологий или эффективности выполнения работ. Проблема становится еще более острой при спуске инструментов на геофизическом кабеле в наклонные или горизонтальные стволы, в которых для доставки инструмента в целевую зону требуется использование скважинного трактора.

В последнее время были проведены масштабные разработки в области спускаемых на геофизическом кабеле тракторов и технологий механизированных внутрискважинных операций. Была реализована платформенная архитектура при проектировании и создании инструментов и применялись цифровые технологии для улучшения визуализации внутрискважинного пространства, повышения гибкости при проведении операций и обеспечения динамического управления. Такие технологии позволили повысить модульность и совместимость компонентов, многофункциональную интеграцию, управление мощностью и в конечном счете производительность, эффективность и возможности инструментальной колонны. Это касается как самого трактора, так и интегрированного дополнительного механического инструмента (например, линейного привода или вращающего устройства). Компактная версия этих инструментов позволила создать оптимизированные

инструментальные колонны для выполнения работ на морских скважинах в условиях ограниченного пространства и высоты; в результате удалось сократить длину колонны с трактором на 33%, а длину колонны с трактором и концентратором усилия (строкером) – на 45%.

Операции, описанные в данной статье, должны были выполняться без буровой установки, а необходимые лубрикаторы и оборудование для контроля давления размещались на противовыбросовом превенторе платформы. В результате на одной из скважин ограничение по высоте составило 12,33 м. Кроме того, стволы некоторых скважин были наклонные. Например, угол отхода от вертикали составлял 81° на одной скважине и 70° на другой, что требовало наличия трактора в составе инструментальных колонн в качестве обязательного или резервного компонента. Первая операция состояла из нескольких СПО: установка пробки, спуск механического труборежа и, наконец, баллистического перфоратора. В этом случае компактный трактор был задействован на всех трех СПО, доставляя колонны инструментов на заданную глубину. Вторая операция заключалась в извлечении глубоко залегающей пробки. Здесь был задействован компактный строкер/трактор. Несмотря на то что доход до пробки и включение строкера осуществили без необходимости активации трактора, при извлечении колонны с пробкой из скважины получили прихват ввиду разбухания элемента пробки. Тут уже задействовали трактор для проталкивания строкера и пробки

на небольшое расстояние вниз по стволу скважины, после чего трактор был отключен, а колонна с пробкой успешно извлечена из скважины. Третья операция предполагала спуск сдвоенного пакера для обнаружения и устранения утечек. Для проведения операции потребовалось несколько СПО с целью спуска и установки пакера, а также его последующего извлечения из скважины. Четвертая операция заключалась в многоступенчатой перфорации в наклонной скважине, которая проводилась в ограниченном пространстве между палубой, на которой расположены люки, и верхней палубой платформы. Компактные размеры трактора позволили не только успешно выполнить операцию, но и уменьшить количество СПО для проработки всего интервала перфорации, что сэкономило время и снизило риски.

Все операции были выполнены без ущерба для функциональности трактора или строкера, а также для иных инструментов и, соответственно, эффективности выполняемых задач. В трех случаях работы не были бы выполнены в полном объеме без применения данной компактной технологии.

### **Восстановление герметичности кольцевого пространства подводной скважины с использованием ГНКТ и активируемого давлением герметика**

*Джозел Э. Джонс, Крис Андерсон, Seal-Tite International; Хуан А. Ангуано, Стивен Джонс, Murphy Exploration and Production Inc*

Из-за урагана в Мексиканском заливе была остановлена добыча

из подводной скважины. Когда скважина была возвращена в эксплуатацию, обнаружилось нарушение герметичности кольцевого пространства. Чтобы добиться соответствия нормативным требованиям и вернуть скважину в эксплуатацию, необходимо было восстановить герметичность кольцевого пространства безопасным и быстрым способом. В данной статье будет описан процесс проведения операции по устранению проблемы с использованием герметика, активируемого давлением, доставленного в скважину с помощью ГНКТ.

Активируемые давлением герметики уже несколько лет используются для эффективного устранения утечек в самых разных областях. Одной из первых проблем, которую необходимо решить при проведении ремонтных работ с помощью герметика, является способ доставки материала к месту утечки. В данной подводной скважине для доставки герметика с обслуживающего судна использовалась ГНКТ. Подводный аппарат с дистанционным управлением подсоединил гибкую трубу к фланцу фонтанной арматуры с помощью шлангокабеля, после чего герметик вводился в кольцевое пространство импульсно, чередуя цикл смазки и стравливания давления.

Проблема герметичности затрубного пространства была проанализирована с целью определения степени и места утечки. Динамика давления, отмеченная при затрубном давлении 4000 фунтов на квадратный дюйм, указывала на утечку в диапазоне 0,15–1,5 л/мин.

Градиентный анализ показал, что утечка находится глубоко в скважине, возможно, в районе перекрытия хвостовиком низа обсадной колонны или в районе пакера. На основании этой информации для устранения утечки была разработана герметизирующая смесь (примерно на 2 фунта на галлон тяжелее жидкости для заканчивания скважины). Для обеспечения доступа к кольцевому пространству скважины через быстросъемное соединение на фонтанной арматуре установили внешний колпак. Около одиннадцати кубометров герметика подано в кольцевое пространство посредством 2-дюймовой ГНКТ, спущенной на морское дно и соединенной со скважиной при помощи шлангокабеля. Для этого была проведена серия циклов смазки и стравливания без превышения заданных пределов давления. После оседания герметика на пакере поддерживалось затрубное давление, чтобы герметик затвердел в месте утечки. Перепад давления в месте утечки привел к тому, что жидкий герметик образовал эластомерное уплотнение. После получения положительного результата опрессовки скважина была возвращена в эксплуатацию.

В настоящей работе приводится пример того, как использование активируемых давлением герметиков, разработанных для полимеризации только в месте утечки, позволяет отказаться от дорогостоящего ремонта подводных скважин. Использование этой технологии в сочетании с ГНКТ является быстрым и экономным подходом к решению сложных проблем целостности

и эксплуатационной надежности скважины.

### **Два примера успешного применения технологии спуска оборудования в скважину под давлением в Каспийском море**

*Дэвид Парра, Эмиль Хасанов,  
Александр Пивен, Чарли Маккллин,  
Baker Hughes*

Использование ГНКТ в последние годы стало наиболее предпочтительным методом для спуска длинных тяжелых фильтров и перфораторов в скважины с большим углом отхода от вертикали за одну СПО без необходимости глушения скважины, что снижает риски и повышает эффективность работы. В данной статье представлены два конкретных примера. Первый случай – это спуск 88-метровой секции фильтров, а второй – размещение 125-метровой колонны перфораторов диаметром 3 3/8 дюйма, включая глухие секции.

После рассмотрения ряда вариантов было принято решение использовать передовую систему спуска оборудования в скважину под давлением (ALWD) для установки фильтров, а также для спуска и извлечения перфораторов с помощью ГНКТ и запасованного электрического кабеля для обеспечения телеметрии. Конечная цель – проведение безопасных и экономически эффективных внутрискважинных работ по сравнению с другими методами (например, традиционной перфорацией на геофизическом кабеле). В первом случае стояла задача удаления пробки для получения доступа к нижележащим зонам и установки 88-метровой

секции керамических фильтров за одну СПО. Во втором случае было необходимо установить пробку в НКТ для изоляции нижних зон и спустить 125-метровую колонну перфораторов для проведения перфорации НКТ и обсадной колонны. Была проделана масштабная подготовительная работа и составлен план операций, в том числе проведено моделирование спуска ГНКТ для достижения целевой глубины, смоделирован импульс перфорации для подтверждения того, что ударные силы находятся в допустимых пределах ГНКТ, а также проведены испытания для отработки процедур установки фильтров, спуска и извлечения перфораторов.

При спуске и извлечении перфоратора использовалась система телеметрии с датчиком момента сжатия-натяжения. Локатор муфт применялся для корреляции глубины во время установки фильтров/перфораторов, а также при размещении пакеров (при установке фильтров). Исходная КНБК была заменена на КНБК стреляющего типа перед спуском в скважину для установки пакера и электрической активации перфораторов. С помощью описанной технологии была успешно спущена 88-метровая секция керамических фильтров, которые были установлены внутри уже существующей системы фильтров, а также успешно спущена и извлечена из скважины 125-метровая колонна перфораторов.

Судя по успешным результатам этих двух операций, система ALWD в сочетании с системой телеметрии на ГНКТ оказалась предпочтительным

методом при работе с длинными колоннами фильтров и перфораторов в условиях скважины под давлением.

**Пример расширения диапазона рабочих характеристик ГНКТ при проведении операций на морских скважинах**

*Махеш Сонаване, Майкл Лонг  
Ге, Бенджамин Толеман, Майк  
Кэмпбелл, 2H Offshore Inc.*

ГНКТ все чаще используется на морских скважинах для проведения внутрискважинных работ (например, закачки жидкостей). Традиционно гибкие трубы были очень популярны при проведении работ на суше, в то время как для проведения работ на морских платформах ГНКТ часто используется путем спуска через райзер.

Однако в последнее время все большее распространение получает проведение операций в скважине безрайзерным способом в открытой воде благодаря более высокой эффективности по сравнению с традиционными методами.

В режиме открытой воды ГНКТ подвержена прямой гидродинамической нагрузке от волн, течений и движения судов. Прочностные характеристики и усталостные свойства трубы могут существенно ограничить эффективность и увеличить время простоя при проведении таких операций по сравнению с операциями через райзер.

В данной статье мы представим конкретный пример использования гибкой трубы для проведения внутрискважинных работ и

закачки жидкостей в открытой воде. В докладе освещены некоторые ключевые проблемы проектирования и эксплуатации систем ГНКТ для работы в режиме открытой воды с точки зрения нагрузки, а также рассмотрены проблемы, возникающие из-за отсутствия отраслевых стандартов и норм. Также представлены методология анализа и результаты данного исследования, демонстрирующие, как прочностные параметры ГНКТ могут вносить ограничения в проведение работ. Также рассматриваются различные варианты преодоления ограничений и проблем, позволяющие повысить эффективность операций: они включают в себя разумный учет эксплуатационных параметров, сбор данных о среде, в которой работает ГНКТ, на основании полевых измерений и сравнение давления в трубе при проведении операций в суровых условиях. Кроме того, в работе будут освещаться вопросы усовершенствования моделирования на основе трехмерного анализа методом конечных элементов направляющих инжектора ГНКТ и критериев проектирования на основе деформации.

Работа также содержит рекомендации по итогам описанных выше примеров использования ГНКТ и подчеркивает необходимость принятия единого отраслевого стандарта, который поможет операторам и производителям в проведении разработок и проектировании систем в будущем. ©

Организаторы:

ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ

MEMBER OF THE ALL-RUSSIAN ASSOCIATION OF EXHIBITION AND FAIR



РОССИЙСКОЕ ТОВАРИЩЕСТВО ЭКСПОЗИЦИОННО-ПРОЕКЦИОННОГО ДЕЛА



Техническая поддержка:

EXPOTECH



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

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

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.  
НЕФТЬ И ГАЗ  
2024**



XXIX INTERNATIONAL  
SPECIALIZED  
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.  
OIL & GAS  
2024**

**25-27  
СЕНТЯБРЯ**

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

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

# Техника, не знающая преград!

Вот уже 70 лет VOLAT (ОАО «Минский завод колесных тягачей») разрабатывает и производит для своих клиентов уникальные транспортные решения для перевозки тяжелых грузов по дорогам общего пользования и в условиях трудной проходимости.

ОАО «МЗКТ» создает технику по индивидуальным техническим заданиям клиентов, от одной до нескольких сотен единиц с использованием максимально широкого диапазона отечественных и зарубежных комплектующих. Индивидуальный подход к разработке шасси для каждого клиента вместе с передовыми технологиями обеспечивают высокое качество шасси от VOLAT.

Предприятие проектирует и предлагает рынку широкий ассортимент шасси с диапазоном колесных формул от 4 x 4 до 14 x 14. В основном это шасси для строительной сферы и нефтегаза. На сегодняшний день существующий широкий модельный ряд техники МЗКТ для нефтегазовой отрасли можно условно поделить на шасси под монтаж буровых установок и шасси под монтаж различного нефтегазового оборудования, в том числе колтюбингового (ГНКТ).

Основное конкурентное преимущество производимой продукции отражено в корпоративном слогане: «Техника, не знающая преград!».

Техника VOLAT обладает превосходными ходовыми качествами, что позволяет ей работать в условиях полного

бездорожья. Не являются препятствиями для работы и различные суровые климатические условия. Автомобили VOLAT одинаково хорошо зарекомендовали себя в жарких пустынях Ближнего Востока и в условиях мерзлоты Крайнего Севера Российской Федерации. Именно такие условия характерны для большинства месторождений нефти и газа.

На мощных шасси от VOLAT монтируется оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса: колтюбинговые установки и машины флотов ГРП.

Под монтаж различного нефтегазового оборудования применяются шасси МЗКТ-750004 (8 x 8), МЗКТ-652760 (10 x 10) различных модификаций, МЗКТ-750006-010 (8 x 8), МЗКТ-750005 (10 x 10) различных модификаций, МЗКТ-830001-010.

Новинка прошлого года, полноприводное пятиосное шасси МЗКТ-750005, предназначено для использования в качестве транспортной базы под монтаж специализированного нефтегазового оборудования для оснащения флотов ГРП массой до 42 т. МЗКТ-750006-010 – по сути является четырехосной версией вышеупомянутого МЗКТ-750005. В зависимости от предпочтений и задач клиентов, специфики монтируемого оборудования и модификации, данные шасси отличаются грузоподъемностью, мощностью силового агрегата, емкостью топливных баков, а

также размером колесной базы. Отличительной особенностью данных шасси является дорожный габарит, а распределение полной массы по осям позволяет использовать их на дорогах общего пользования без необходимости получения дополнительных разрешений.

Одним из основных решений для нефтегазового комплекса является применение рамы автомобиля с коробчатым сечением, позволяющее крепить необходимое оборудование без надрамника, а также предусматривающее вариативность



МЗКТ-830001-010

разрезной рамы подразумевает собой снижение общего центра тяжести. Мосты шасси МЗКТ-830001-010 имеют

повышенную грузоподъемность. Подвеска передних двух мостов – зависимая, гидропневматическая, трех задних – зависимая, гидробалансирная. Автомобиль полной массой 75 т способен транспортировать оборудование массой более 50 т. За движение отвечает дизельный двигатель мощностью 420 л. с. в паре с механической 9-ступенчатой коробкой передач собственного производства. Между коробкой передач и раздаточной коробкой установлен шестеренчатый редуктор отбора мощности, позволяющий использовать мощность двигателя и направлять ее либо на привод трансмиссии, либо на привод оборудования заказчика.

Дополнительно для нужд нефтегаза можно выделить крановые шасси МЗКТ, в особенности МЗКТ-750002-010 (8 x 8) под монтаж крана с грузоподъемностью на крюке 70 т, а также новинку 2024 года – специальное шасси МЗКТ-750005-020. Внедорожное шасси с колесной формулой 10 x 10 предназначено для



МЗКТ-652760-231

конфигураций рамы. Например, шасси МЗКТ-652760-231 под установку колтюбингового оборудования имеет раму с разной высотой верхней полки лонжерона для возможности установки увеличенной катушки для намотки трубы.

Еще одна новинка прошлого года, МЗКТ-830001-010, имеет так называемый проем (разрез) в раме для установки колтюбингового оборудования. Раздвижение основной рамы шасси позволило расположить узел намотки между рамой. Также использование



МЗКТ-750002-010



МЗКТ-750005-020

монтажа крана грузоподъемностью на крюке 100 т. Шасси оснащено мощным дизельным двигателем (420 л. с.) экологического класса Евро-5 в паре с 12-ступенчатой механической коробкой передач. В скором времени ожидается выпуск модификации с возможностью движения «крабовым ходом».

Для доставки людей и оборудования к местам нефтедобычи и работы нефтегазового оборудования специалистами МЗКТ была разработана линейка многоцелевых грузовых автомобилей МЗКТ-4503 (4 x 4). Клиентам были предложены три решения: автомобиль с кунгом, автомобиль с грузовой платформой

и шасси. Технически допустимая грузоподъемность автомобилей линейки варьируется от 1,9 до 3,9 т. Силовой агрегат автомобилей МЗКТ-4503 состоит из дизельного двигателя экологического класса Евро-5 мощностью 220 л. с. с максимальным крутящим моментом до 800 Нм, агрегатированного с 6-скоростной механической КПП. В трансмиссии автомобиля используются изготавливаемые ОАО «МЗКТ» двухскоростная раздаточная коробка (РК) и разрезные мосты с межколесными дифференциалами. Подвеска независимая, двухрычажная, с поперечным расположением рычагов, пружинная, с гидравлическими амортизаторами телескопического типа двухстороннего действия, со стабилизаторами поперечной устойчивости.



МЗКТ-4503

Одним из основных преимуществ техники ОАО «МЗКТ» является возможность, в отличие от серийных производителей, оперативно

вносить изменения в конструкцию автомобиля. Кроме того, есть возможность дооснащать шасси необходимыми элементами для установки технологического оборудования. Для обеспечения лучшей проходимости на шасси VOLAT устанавливается система регулирования давления в шинах, управление которой осуществляется из кабины. Высокие показатели устойчивости шасси обеспечивает гидробалансирная подвеска, а минимальные радиусы поворота многоосных машин – передние и задние управляемые мосты.

Выполнение сервисных и ремонтных работ по шасси в большинстве случаев выполняется в тесном взаимодействии с компаниями, выступающими производителями конечного изделия. Для этих целей, помимо приобретения запасных частей, проводится аттестация сервисных станций в непосредственной близости к местам эксплуатации конечных изделий, обучение технических специалистов. Также эти компании располагают складом запасных частей, расположенным в непосредственной близости к месту эксплуатации техники.

Такая отлаженная совместная схема работы ОАО «МЗКТ» и производителей конечных изделий в значительной степени повышает оперативность сервисных и восстановительных работ техники у эксплуатирующих организаций.

Кроме этого, ОАО «МЗКТ» располагает возможностью направления выездных ремонтных бригад собственной гарантийной и сервисной службы (филиал «Волаттранссервис») к месту расположения спецтранспорта.

Предвосхищая разработку новых, еще более мощных шасси для перспективных колтюбинговых установок тяжелого класса, можно с уверенностью сказать, что уникальный опыт, знания и компетенции ОАО «МЗКТ» продолжают активно использоваться в нефтегазовой отрасли. Многолетнее взаимодействие с нефтегазовым сектором России и внешними рынками позволяет держать руку на пульсе потребностей отрасли и действовать, совершенствуя и кастомизируя свою технику под нужды заказчиков. ☉

***Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» поздравляет коллектив МЗКТ с 70-летием этого уникального предприятия, созданного 23 июля далекого уже 1954 года и много лет удерживающего высокую планку мирового лидера в сфере выпуска большегрузных колесных транспортных средств высокой проходимости. Успех предприятия пытались и пытаются повторить конкуренты, но наработанные специалистами МЗКТ компетенции лучше любых патентов охраняют от посягательств.***

***Желаем МЗКТ дальнейшего развития, новых моделей продукции и успешной конкуренции на рынке!***

***Пусть ваша превосходная техника никогда не узнает преград!***

# Реагенты и технологии для интенсификации добычи углеводородов

## Роль поверхностных взаимодействий в выборе интенсифицирующих составов на хелатной основе

Т.И. Юнусов, Л.Ф. Давлетшина, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Одной из основных проблем интенсификации добычи углеводородов в настоящее время является невозможность традиционных интенсифицирующих составов действовать в осложненных условиях, к коим относятся высокие температуры и давления, высокая минерализация пластовой воды, коллоидно-нестабильные нефти, скважинное оборудование высокой степени износа. Исходя из этого, одной из основных задач современной нефтепромысловой химии является разработка новых, технологически и экономически эффективных интенсифицирующих составов, способных действовать при самых сложных условиях.

Интенсифицирующие составы на основе хелатных реагентов являются одними из таких, поскольку способны интенсифицировать добычу при самых высоких температурах, не агрессивны по отношению к металлическому оборудованию, совместимы даже с чувствительной нефтью. Тем не менее подобные составы, существующие уже на протяжении более чем 20 лет, так и не нашли широкого применения в практике. Одной из причин этого является низкая степень изученности поверхностных свойств растворов хелатных реагентов, которые в конечном счете и являются определяющими для конечной эффективности интенсификации добычи. Поэтому целью данной работы является исследование поверхностных взаимодействий растворов хелатного реагента с породой и пластовыми флюидами и возможностей их модификации с целью увеличения эффективности хелатных композиций.

Основным поверхностным взаимодействием при проникновении хелатного реагента в нефтенасыщенный пласт является растворение поверхности породы, основанное на механизме поверхностного комплексообразования [1]. По сравнению с соляной кислотой растворяющая способность, например, ЭДТА является довольно невысокой: 0,33 г теоретически возможно растворенного карбоната кальция на 1 г реагента,

против 1,37 г у HCl – удельная растворяющая способность, которая для максимально широкого внедрения хелатов должна быть максимальной. Путем исследований потери массы породы при 25, 80 и 120 °C установлено, что максимальная удельная растворяющая способность для такого распространенного хелатного реагента, как этилендиаминтетрауксусная кислота, наблюдается при ее концентрации 0,4 моль/л и pH композиции 8,8, что соответствует тринатриевой соли ЭДТА.

Согласно механизму поверхностного комплексообразования, кинетика реакции растворения при температурах выше 80 °C определяется скоростью диффузии реагентов к поверхности. Является возможным увеличение коэффициента диффузии ионной формы ЭДТА за счет увеличения ионной силы раствора. В данной работе принято решение модифицировать реакцию растворения карбонатной породы за счет введения в композицию многоосновных органических кислот, которые также способны увеличивать растворяющую способность за счет увеличения кислотности системы. Образование осадков данных кислот с кальцием и магнием ингибируется за счет присутствия хелатного реагента.

С помощью гравиметрического метода показана жизнеспособность данного метода увеличения растворяющей способности. Более того, растворяющая способность смеси «0,4 М ЭДТА- $\text{Na}_3$  + кислота» является свойством неаддитивным и выше, чем у суммы реагентов. Коэффициенты синергичности приведены в табл. 1.

При проникновении хелатной композиции в нефтенасыщенный пласт самым первым типом поверхностного взаимодействия является контакт с нефтяной фазой. Течение интенсифицирующего состава в поровом пространстве во многом определяется межфазным натяжением на границе с нефтью, которое должно быть минимизировано для снижения потерь давления. С этой целью проводилось добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ)

**Таблица 1 – Коэффициент синергичности для смеси ЭДТА- $\text{Na}_3$  + 0,05 М кислота**

| Кислота                   | Лимонная | Яблочная | Янтарная | Винная |
|---------------------------|----------|----------|----------|--------|
| Коэффициент синергичности | 0,22     | 0,00     | 0,34     | 0,13   |

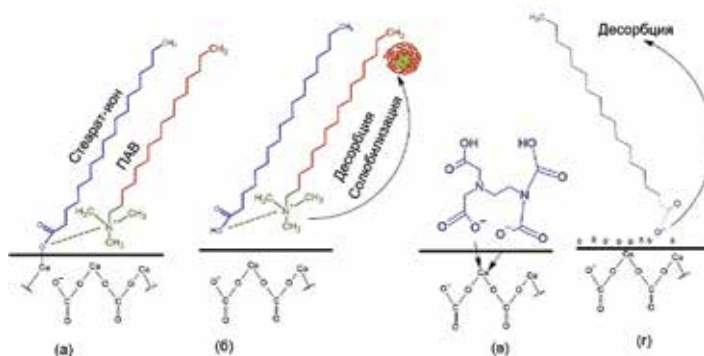
различных классов: катионных (четвертичные аммониевые соединения и цетилпиридиниевые соединения), анионных (сульфонаты), амфолитных (диметилакиламинооксиды и алкиламидопропилбетаины). Показано, что в случае амфолитных ПАВ ряда алкилдиметиламинооксида наблюдаются самые низкие значения межфазного натяжения, при этом величина межфазного натяжения не зависит от присутствия в растворе хелатного реагента. Все исследуемые ПАВ достигают постоянного значения межфазного натяжения при концентрации 0,05% масс.

Исследована совместимость полученной ПАВ-хелатной композиции с нефтью в свободном объеме и псевдопоровом пространстве. Показано, что полученная композиция полностью совместима с нефтью, не образуя каких-либо осадков и стойких эмульсий, при этом при течении в поровом пространстве в присутствии ПАВ хелатная композиция дополнительно отмывает часть нефти со стенок, чем обеспечивает свободный доступ растворяющего хелатного реагента к поверхности и меньший перепад давления по сравнению с течением композиции без ПАВ.

После контакта с углеводородами ПАВ-хелатная композиция взаимодействует с поверхностью породы, которая в пластовых условиях, как правило, гидрофобна, и изменяет ее смачиваемость. Определена степень изменения смачиваемости гидрофобной карбонатной породы путем измерения угла смачивания и скорости пропитки до и после воздействия ПАВ-хелатной композицией с добавкой диметилалкиламинооксида ( $\text{C}_{12}$ - $\text{C}_{18}$ ). Показано, что композиция из хелатного реагента и ПАВ при температуре 120 °С изменяет смачиваемость

лучше, чем каждый из компонентов по отдельности. Возможный механизм совместной гидрофилизации приведен на рис. 1.

Финальным этапом, комплексировавшим все ранее изученные поверхностные свойства,



**Рисунок 1 – Механизм совместной гидрофилизации: а) – образование ионной пары, б) десорбция ионной пары, в) извлечение иона  $\text{Ca}^{2+}$ , г) самопроизвольная десорбция нефтяного компонента**

являлось моделирование воздействия ПАВ-хелатной композиции на нефтенасыщенный образец карбонатной породы при температуре 120 °С. Показано, что ПАВ-хелатная композиция успешно образовала сквозную червоточину при фильтрации через образец, что привело к увеличению проницаемости более чем в 103 раза, при этом концентрация хелатного реагента на 0,2 М меньше, чем в аналогичных работах по данной тематике. Подобное снижение концентрации без потери эффективности является следствием из приданных хелатной композиции оптимальных поверхностных свойств. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Хелатные реагенты в процессах стимуляции добычи в карбонатных коллекторах / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, Т.И. Юнусов // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 3. – С. 29–45.

## Инновационные технологии гидроразрыва: путь к эффективной добыче нефти баженовской свиты

В.А. Цыганков, Е.В. Буркина, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время гидроразрыв часто сочетается со строительством горизонтальных скважин, которые демонстрируют высокую эффективность, несмотря на увеличенные затраты. Одна горизонтальная скважина может заменить до пяти вертикальных, что делает их строительство все более популярным. Особенно актуальна технология многостадийного

гидроразрыва (МГРП) в горизонтальных скважинах в пластах с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), таких как баженовская свита и ее аналоги [1]. Объекты с ТРИЗ настолько отличаются от классических месторождений, что требуют совершенно новых подходов к разработке, и некоторые дочерние предприятия нефтедобывающих компаний Российской

Федерации сосредоточены исключительно на них [2].

Основной фокус сделан на технологии безводного гидроразрыва пласта (ГРП) или технологии ГРП со сжиженным углеводородным газом (СУГ). Данная технология была впервые применена в Соединенных Штатах Америки. Затем получила значительное развитие во времена сланцевой революции в США и Канаде. Сегодня к подобным разработкам проявляется интерес в Китае, Индии и России [3].

Сравнение затрат на традиционный гидроразрыв ГРП на водной основе и ГРП с использованием сжиженного углеводородного газа показало, что стоимость операции с применением СУГ выше на 45%.

Однако такая оценка в абсолютных значениях не дает четкого представления об эффективности данной технологии. Для оценки эффективности следует анализировать и сравнивать более комплексные показатели, такие как:

- показатель UDC (Ultimate Drilling Cost, или удельная стоимость строительства скважины), который выражается не в абсолютных значениях, а как отношение приведенных затрат на строительство горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающих горизонты с нетрадиционными запасами углеводородов, к извлекаемым запасам (EUR). Этот показатель является ключевым для оценки эффективности разработки пластов баженовской свиты;
- показатель чистого дисконтированного денежного потока (ЧДД, или NPV – net present value), характеризующий изменение денежных потоков во времени с учетом ставки дисконта;
- индекс доходности инвестиций (показатель рентабельности, индекс рентабельности – IP, profitability index – PI), рассчитываемый как отношение суммы дисконтированных

денежных потоков к первоначальным инвестициям [4].

Для оценки эффективности применения данной технологии проводились расчеты на одной скважине, когда достигается максимальный эффект (на протяжении трех лет). Удельная стоимость строительства скважины составила 8522 рубля за тонну добытой нефти, она сочетается с заявленными компанией «Газпром нефть» значениями UDC, которые были озвучены на «Нефтегазе-2024». Соответственно, чистый дисконтированный денежный поток положительный с учетом ставки дисконтирования 25%, а индекс доходности инвестиций превышает единицу.

Таким образом, предложенная к внедрению технология гидравлического разрыва пласта со сжиженным углеводородным газом позволяет снизить себестоимость добычи нефти, что является значительным достижением в отрасли и вписывается в общую концепцию разработки данного объекта (баженовской свиты). ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Шамсутдинов А.Р. Применение горизонтальных скважин как метода увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные исследования. – № 5-1. – 2024. – С. 11–15.
2. Технологический центр «Баженов» обеспечит будущее российской нефтяной промышленности / ПАО «Газпром нефть», 2018 – [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/tekhnologicheskii-tsentr-bazhen-obespechitbudushchee-rossiyskoy-neftyanoy-promyshlennosti/> (дата обращения: 28.05.2024).
3. Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Neftegaz.RU. – № 6. – 2019. – С. 56–61.
4. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Технико-экономический анализ нефтегазовых проектов: эффективность и риски: монография. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – 280 с.

## Изучение влияния поверхностно-активных веществ различных типов на свойства интенсифицирующих составов на углеводородной основе

Л.А. Магадова, З.Р. Давлетов, Ю.Ж. Вагапова, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Баженовская свита по своей природе представляет собой сложную углеводородную систему, в отложениях которой происходят одновременно генерация, мигрирование и аккумуляция органического вещества (ОВ) разной степени превращенности. Это обуславливается наличием в породах материнского ОВ (керогена) и более легких углеводородных компонентов (битумоиды,

нефть) либо адсорбированных на минеральной части, либо в свободном состоянии. Общее содержание органических компонентов составляет до 25% мас., что свидетельствует об их породообразующей функции. Столь высокое количество, в особенности тяжелых углеводородов, в баженовской свите также влияет на смачиваемость ее коллекторов, увеличивая их гидрофобность.

Описанные свойства необходимо учитывать при разработке методов химического воздействия на породы баженской свиты, для которых ограничено применение традиционных способов обработки. На основе проведенных экспериментов были разработаны интенсифицирующие композиции на углеводородной основе, в состав которых входит уксусная кислота, изопропиловый спирт и ароматический растворитель – Сольвент нефтяной (основа состава). Совместное присутствие органической кислоты и спирта способствует протеканию реакций этерификации и гидролиза непосредственно в растворе, постепенному связыванию и высвобождению данных компонентов в ходе взаимодействия, а следовательно, замедлению действия композиций и образованию дополнительного отмывающего агента.

Важнейшими компонентами в составах, использующихся для кислотного воздействия и экстракции растворителями, являются поверхностно-активные вещества (ПАВ). Их добавление снижает межфазное натяжение на границе с породой и нефтью, усиливая взаимодействие с композициями, что оказывает влияние на их растворяющую и отмывающую способности, тем самым увеличивая эффект от проведенных обработок. В рассматриваемых интенсифицирующих составах дополнительно должно быть исследовано влияние ПАВ на реакцию этерификации в системе, а также их способность к адсорбции на органических и минеральных компонентах породы. Также ввиду сложности исследуемых составов и процессов, происходящих в них, немаловажной является дополнительная оценка воздействия ПАВ на отдельные компоненты композиций.

Для проведения работ были использованы образцы дезинтегрированной породы Пальяновского месторождения Красноленинского свода следующего состава: кварц – 53,1%, альбит – 12,2%, мусковит – 12,8%, иллит – 11,7%, пирит – 6,6%, каолинит – 3,6%. Содержание органического вещества в них достигало 15% мас.

Для растворов как изопропанола, так и уксусной кислоты в Сольвенте нефтяном были рассчитаны значения свободной энергии адсорбции Гиббса по экспериментальным данным растворяющей способности композиций без и с добавлением ПАВ. Для растворов изопропанола выявлено возрастание данного показателя с увеличением концентрации ПАВ, значения же энергии адсорбции для растворов уксусной кислоты практически одинаковы. Наибольшей способностью к адсорбции обладают ОС-20 и Неонол АФ 9-12.

Для оценки воздействия растворов уксусной кислоты и спирта в Сольвенте нефтяном на породу был выполнен анализ изменения спектральных коэффициентов ароматичности

и алифатичности с помощью ИК-Фурье-спектроскопии, который показал высокую отмывающую способность анионного ПАВ (ЛАБСК) к обоим типам углеводородов.

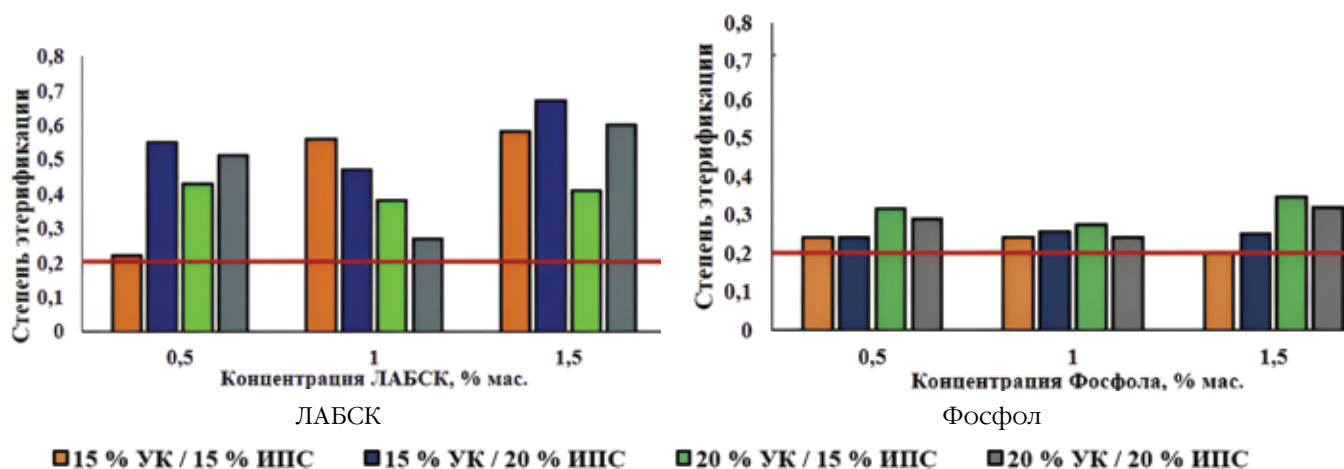
Смешанное (Фосфол) и неионогенные ПАВ способствуют извлечению преимущественно алифатических компонентов. Воздействие же растворами с добавлением Нефтенала ГФ показало их меньшую активность по отношению к обоим типам органических компонентов.

Для комплексных композиций была проведена оценка влияния ПАВ на реакцию этерификации между уксусной кислотой и спиртом титриметрическим методом путем определения степени этерификации. В ходе экспериментов была подтверждена высокая катализирующая способность ЛАБСК, при содержании 1,5 % мас. которого была достигнута величина предела этерификации. Фосфол способствует незначительному повышению количества образующегося эфира в системе. Применение ОС-20 и Неонола АФ 9-12 во всех исследованных концентрациях вызывает снижение данного показателя. Это может быть объяснено взаимодействием их молекул с уксусной кислотой и  $\pi$ -электронами ароматического растворителя. Использование Нефтенала ГФ не оказывает влияния на процесс этерификации ввиду пространственного экранирования активных групп ПАВ, что также объясняет его низкую отмывающую способность по отношению к органическим компонентам. На основании проведенных исследований для включения в рецептуры интенсифицирующих составов были выбраны ЛАБСК и Фосфол. На рис. 1 показано изменение значений степени этерификации в зависимости от концентрации уксусной кислоты (УК), изопропанола (ИПС) и ПАВ (ЛАБСК и Фосфол).

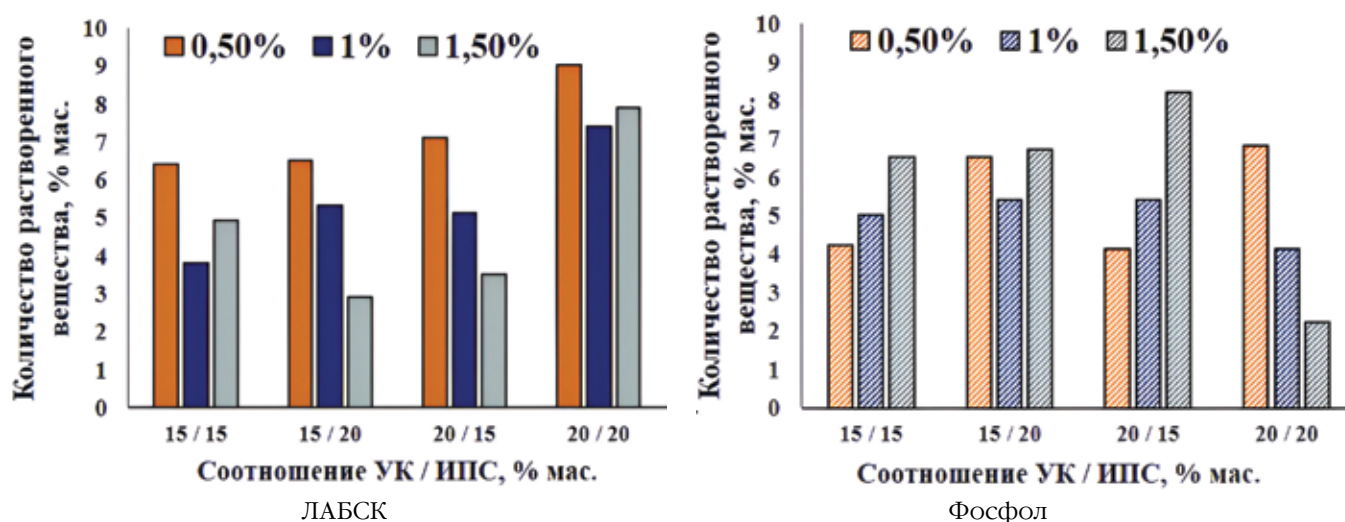
Для интенсифицирующих составов с добавлением выбранных ПАВ была исследована растворяющая способность по отношению к породе (рис. 2). Также дополнительно была рассчитана пролонгированность действия композиций путем сравнения значений растворимости, полученных при получасовом и трехчасовом воздействии на породу.

Для составов с обоими типами ПАВ характерно нелинейное изменение растворяющей способности, зависящее от множества процессов – агрегации молекул ПАВ и их адсорбции на поверхности минералов породы и органического вещества, а также от реакции этерификации.

Использованием ПАВ в различных концентрациях возможно регулировать результирующую растворяющую способность изученных композиций с целью осуществления адресного подбора рецептур интенсифицирующих составов для разных объектов в зависимости от их вещественного состава и строения, определяющего назначение обработки.



**Рисунок 1 – Степень этерификации для комплексных интенсифицирующих составов (прямая линия показывает степень этерификации без ПАВ)**



**Рисунок 2 – Растворяющая способность комплексных интенсифицирующих составов**

Дальнейшее изучение процессов агрегации и поведения ПАВ в исследуемых составах позволит детально определить границы

применимости тех или иных концентраций ПАВ для улучшения эффективности разрабатываемых интенсифицирующих составов. ©

## Системы на основе акриловой химии с управляемыми свойствами для обработки скважин и повышения нефтеотдачи

М.А. Варфоломеев, Р.С. Павельев, А.З. Мустафин, А.В. Болотов, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; Р.Р. Хусаинов, А.А. Карпов, Р.Р. Гумеров, ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; Р.К. Хайрtdинов, ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

В рамках работы проведены разработки новых полимерных и композитных материалов на основе акриловой кислоты для решения актуальных задач нефтегазовой отрасли. Прежде всего речь идет о синтетических гелеобразователях для жидкостей ГРП, составах для ВПП и ОВП, а также о системах для временного глушения скважин.

Гидравлический разрыв пласта наиболее

часто используется для интенсификации добычи углеводородов. Основным компонентом жидкостей для ГРП является гуаровая камедь, которая относится к импортным реагентам. В качестве альтернативных гелеобразователей нами были предложены составы на основе интерполимерных комплексов (ИПК) полиакриловой кислоты, полученные матричной полимеризацией. Проведенные исследования

показывают, что использование матрицы положительно влияет на реологические свойства ИПК и его растворимость в минерализованной воде. Исследованные образцы синтезированных полимеров демонстрируют высокие значения комплексной вязкости (300-2100 сП), при этом образцы обладают упругой деформацией, позволяющей сохранять свою структуру при прохождении через НКТ. Они обеспечивают высокую несущую способность пропанта в широком интервале температур. Также данные полимеры могут быть применены в технологиях ВПП и ОВП, в зависимости от выбранной концентрации полимера и сшивателя. В рамках исследований были пройдены все этапы подбора составов – от свободного объема до фильтрационных тестов и масштабирования синтеза. Показано, что по значениям фактора остаточного сопротивления полученные системы более эффективны, чем традиционные полиакриламидные составы.

Разработан и внедрен комплекс реагентов на основе гелевых частиц на полимерной основе для применения в технологиях ВПП и глушения скважин с АНПД и газопроявлениями, осложненных трещиноватостью, где обычные технологии неэффективны. Данные системы обладают программируемой функцией самодеструкции, что позволяет применять их с меньшими затратами. На первом этапе был проведен синтез агентов гелевых частиц с учетом подбора сшивателя для достижения как

саморазрушения состава через определенный промежуток времени для глушения, так и для формирования стабильных в течение более 6 месяцев частиц для ВПП. Затем проведены работы по подбору оптимальных составов на основе изучения коэффициента набухания, долговременной стабильности, времени саморазрушения, реологических параметров и блокирующих свойств при различных условиях минерализации и их сравнении с существующим коммерческим агентом. Эффективность составов определялась на основе фильтрационных исследований при пластовых условиях. Проведено масштабирование и наработана опытная партия образца с получением всей разрешительной документации, проведены опытно-промышленные испытания. Результаты опытно-промышленных испытаний подтверждают эффективность применения разработанных рецептур. Исследование гелевых частиц показывает их применение в широком диапазоне технологий в зависимости от модификации состава как для технологии ликвидации ЗКЦ и ВПП, так и для технологии глушения скважин.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Эффективное освоение жидких углеводородов планеты». ©

## Вопросы интенсификации притока нефти в скважину с применением кислотных составов

Г.С. Дубинский, Л.Р. Фаухиева, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Зачастую низкая продуктивность скважин обусловлена процессами кольтматации в процессе эксплуатации. При этом выработка запасов углеводородов в зоне дренирования скважин, имеющих призабойную зону пласта (ПЗП), значительно сокращается, что снижает величину конечной нефтеотдачи и ведет к образованию застойных зон в пласте. В связи с этим на большинстве месторождений проводится весьма значительное число кислотных обработок (КО). Например, соляная кислота – относительно дешевый реагент, технологически достаточно просто провести солянокислотную КО (СКО), не требуется больших финансовых затрат, зачастую достигается значительный прирост в добыче нефти и газа. СКО проводят в добывающих и нагнетательных скважинах как в процессе эксплуатации, так и при освоении из бурения. Стимуляция притока за счет очистки ПЗП и создания высокопроводящих каналов

фильтрации возможна как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных коллекторов с высокой карбонатностью.

Известно, что основными причинами пониженной продуктивности/приемистости скважин являются невысокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта и ухудшение проницаемости ПЗП в процессе вскрытия продуктивного пласта и далее при эксплуатации скважин. Таким образом, КО применяют для:

- обработки ПЗП в добывающих и водонагнетательных скважинах при их освоении/вводе в эксплуатацию, для устранения загрязнений, возникших при первичном и вторичном вскрытии пласта;
- обработки ПЗП в добывающих/нагнетательных скважинах для восстановления и улучшения ФЕС в процессе эксплуатации для интенсификации притока/приемистости, т.е. повышения производительности;

- очистки фильтра и ПЗП от отложений, обусловленных технологическими процессами при ремонте скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- проведения комплексных методов воздействия ПЗП, требующих применения кислотного разъедающего агента или иницирующего какие-либо процессы воздействия на ПЗП.

По мнению ряда исследователей и практиков [1, 2], можно установить условия и факторы, обеспечивающие успешность (или неудачу) КО:

- отсутствие осадкообразования, особенно солей железа, в процессе реакции кислоты с минеральным скелетом пласта-коллектора или коьматантами на всех участках движения кислоты от насосного агрегата до ПЗП;
- использование пролонгированно реагирующих с горной породой кислотных составов (замедленные кислотные составы – ЗКС) при высоких пластовых температурах;
- низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз нефти и рабочего кислотного состава (КС) и раствора с продуктами реакции при освоении;
- охват кислотным воздействием низкопроницаемых интервалов и зон ПЗП;
- низкая коррозионная активность КС.

В породах, сложенных карбонатами, СКО может создать разветвленную сеть фильтрационных каналов. В терригенных коллекторах, в соляной кислоте может раствориться лишь незначительная часть компонентов матрицы коллектора. То есть СКО ПЗП терригенного происхождения может увеличить проницаемость пласта за счет растворения частиц породы, коьматирующих каналы фильтрации, а также создать новые каналы притока нефти из матрицы к трещинам за счет растворения карбонат-содержащих включений [3]. Были исследованы образцы коллектора одного из высокотемпературных (90 °С) продуктивных пластов месторождения ХЗ в Западной Сибири (табл. 1).

**Таблица 1 – Результаты анализа керна месторождения ХЗ**

| Минерал                               | Среднее содержание, % |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Кварц                                 | 30÷45                 |
| Карбонаты (кальцит/доломит/сидерит)   | 1-3/10÷12/2-4         |
| Полевые шпаты                         | 25÷45                 |
| Слюда, гидрослюда, глинистые минералы | не более 15,0         |
| Пирит                                 | не более 1,0          |

Содержание карбонатных включений или прослоев изменяет свойства ПЗП. При высокой карбонатности коллектора применение стандартной глинокислотной обработки (ГКО) может вызвать ухудшение проницаемости коллектора. Отмечено негативное воздействие КС, содержащих HF, на проницаемость терригенных кернов даже с минимальным содержанием карбонатов (<10%). Обобщение большого опыта КО терригенных коллекторов [1, 3, 4] показывает, что более эффективно применять индивидуально подобранный раствор HCl со свойством высокой проникающей способности вглубь пласта и последующего облегченного извлечения продуктов реакции. Поэтому в качестве основного компонента КС выбрана соляная кислота, позволяющая воздействовать как на карбонатную, так и на глинистую составляющие пород. Необходимо в таких случаях использовать растворы соляной кислоты без остаточного содержания HF (в товарной кислоте).

Существенным фактором, влияющим на эффективность ОПЗП является высокая пластовая температура (90 °С и более), в таком случае следует учитывать ускорение всех процессов, в том числе осадкообразование. Для условий высокотемпературных пластов рекомендуется проведение комплексных обработок с использованием высокотемпературных кислотных составов, включающих соляную кислоту пониженной концентрации (6÷9 %), 1,0 % плавиковой кислоты, 1,4÷3,0 % уксусной – CH<sub>3</sub>COOH (лимонной – C<sub>6</sub>H<sub>8</sub>O<sub>7</sub>) кислоты, 14÷25 % взаимных растворителей (ацетон, изопропиловый спирт, бутилцеллюлозов или их смеси) и до 1,0 % ПАВ.

В лабораторных условиях исследованы составы соляной кислоты с уксусной и муравьиной (CH<sub>3</sub>COOH) кислотами в различных соотношениях и с несколькими другими добавками. Были построены графики убыли массы породы от времени с осадкообразованием и без него. Было установлено, что составы без осадкообразования при растворении породы слабо растворяют глинистые минералы и выделяют ионы Al<sup>3+</sup> в свободном виде. Все составы, вызывающие выпадение осадка, – это смеси минеральной и органической кислот в различных пропорциях. Таким образом, применение лимонной кислоты для исследуемых условий исключено.

На основе исследования взаимодействия КС с минералами выделены наиболее эффективные составы: 4% HCl + 6% HCOOH (КСМ2) и 4% HCl + 6% CH<sub>3</sub>COOH (КСУ3). КСМ2 и КСУ3 обладают низкой скоростью реакции с карбонатами и не вызывают осадкообразования с глинистой составляющей коллектора, эти качества позволяют безопасно увеличить глубину обработки пласта при СКО. ☉

## ЛИТЕРАТУРА

1. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т. 4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин; под ред. проф. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Сергиенко В.Н. Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири / В.Н. Сергиенко. – Санкт-Петербург: Недра, 2005. – 205 с.
3. Евсеев В.В. Анализ эффективности кислотных обработок

низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождений Томской области / В.В. Евсеев, А.А. Аноп, Е.А. Жуковская, Р.В. Татарчук // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 4. – С. 26–29.

4. Бабаян Э.В. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта / Э.В. Бабаян, М.Н. Шурыгин, В.Н. Яковенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 30–32.

## Экспресс-методика расчетов для планирования ГРП с жидкостями на основе легких углеводородов

Р.Д. Каневская, В.А. Цыганков, О.Н. Кочуева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока пластового флюида к нефтяным и газовым скважинам. При проведении ГРП в продуктивном пласте создается система трещин за счет закачки в скважину специальной жидкости под высоким давлением. Традиционно используют технологические жидкости для гидроразрыва пласта на водной основе. Применение таких жидкостей имеет как преимущества, так и недостатки. К недостаткам в первую очередь следует отнести набухание глинистых минералов в составе породы-коллектора, и, как следствие, снижение проницаемости и уменьшение эффективности проведенных мероприятий [1]. Одной из новых технологий, свободных от этого недостатка, является гидравлический разрыв пласта с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа (СУГ) [2]. Для такой жидкости разрыва остаточная проводимость трещины ГРП с углеводородами составляет более 90%, тогда как при использовании жидкости на водной основе не превышает и 40%. Применение таких жидкостей может иметь хорошие перспективы при разработке баженовской свиты и сланцевых пластов [3, 4].

При планировании ГРП в основном решается три комплекса задач [5]:

- прогноз дебитов, которые могут быть получены при создании трещин различной длины и/или проводимости для данного пласта;
- расчет технологических параметров гидроразрыва, обеспечивающих образование трещин требуемой длины и проводимости;
- определение экономической эффективности проведения ГРП.

В исследованиях, выполняемых в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в рамках реализации национального проекта «Наука» и работы научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», решается

задача разработки методики для проведения экспресс-расчетов для планирования ГРП с жидкостями на основе легких углеводородов. В методику включены: экспресс-расчет геометрии трещины для горизонтальной скважины, прогноз утечек в пласт в ходе гидроразрыва с использованием жидкости на основе сжиженного углеводородного газа, определение требуемого объема закачки пропанта и жидкости, прогноз добычи с оценкой интервала неопределенности на основании метода статистических испытаний моделирования Монте-Карло.

При определении геометрических размеров трещины могут быть использованы классические модели роста трещины ГРП [6, 7]. Для расчета утечек сжимаемой жидкости гидроразрыва через стенки трещины в пласт можно применять модель, представленную в [8].

Поскольку при задании ряда входных параметров может присутствовать неопределенность, целесообразно задать предполагаемые интервалы неопределенности для каждого параметра и получить интервальную оценку для прогноза добычи, применяя метод статистических испытаний Монте-Карло. ●

## ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин С.А. Подход к исследованию влияния жидкостей гидроразрыва пласта на набухание глин / С.А. Бородин, К.К. Мерзляков // Актуальные проблемы недропользования: тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых, Санкт-Петербург, 15–21 мая 2022 года. – Т. 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 7–8.
2. СУГ для ГРП. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов / В.А. Цыганков, К.В. Стрижнев, Л.А. Магадова, А.В. Ненько // Деловой журнал Neftgaz.RU. – 2019. – № 6 (90). – С. 56–61.
3. D.P. Leblanc, D.G. Graves, E. Tudor, R. Lestz. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing in the McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. – SPE-144093. – 2011. – P. 27.
4. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса / Д.Д. Выломов, П.А. Шульгин, Р.Р. Шакиров, А.А. Снохин // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95). – С. 56–61.

5. Чуйкова Е.П. Анализ технологической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на низкопроницаемых пластах Тюменской свиты (Шаимский район) / Е. П. Чуйкова, О. В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 223–250.
6. Гидравлический разрыв пласта. Особенности и возможности типизации процессов / А. Н. Кравченко, В. В. Васильев, О. В. Салимов, М. И. Самойлов // Нефтяная провинция. – 2022. – № 2 (30). – С. 134–149.
7. Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович // Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5. – С. 3–41.
8. Математические модели гидроразрыва пласта / Д. В. Есипов, Д. С. Куранаков, В. Н. Лапин, С. Г. Черный // Вычислительные технологии. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 33–61.
9. Каневская Р. Д. О влиянии модели утечек в пласт при гидроразрыве сжимаемой жидкостью / Р. Д. Каневская, О. Н. Кочуева, Д. Д. Федюнина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 2(595). – С. 25–30.
10. Бусленко Н. П. Метод статистических испытаний (Монте-Карло) и его реализация на цифровых вычислительных машинах / Н. П. Бусленко, Ю. А. Шрейдер. – М.: Физматгиз, 1961. – 226 с.

## Использование сжиженного углеводородного газа для разработки низкопроницаемых коллекторов

В.А. Цыганков, А.А. Мышкина, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Одной из наиболее важных проблем, существующих в области нефтедобычи в настоящее время, является проблема истощения месторождений с легкодоступной нефтью. Вследствие этого возникает необходимость перехода на освоение месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ).

На данный момент в России извлекаемые запасы нефти категорий А+ В + С1 составляют около 18 млрд т, в то время как к трудноизвлекаемым относят примерно 12 млрд т запасов, что составляет 66% от общего числа [1]. К трудноизвлекаемым запасы относятся ввиду сложностей, возникающих при их разработке. Эти сложности могут иметь различную природу, однако примерно 36–41% ТриЗ относится к месторождениям, характеризующимся низкой проницаемостью [2].

Одной из ключевых технологий добычи пластовых флюидов в случае низкопроницаемых коллекторов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Суть технологии заключается в закачке в скважину специальной технологической жидкости под давлением, превышающим давление разрыва. При этом в толще породы создаются трещины, облегчающие движение флюидов в пласте.

Наиболее распространенными являются жидкости для ГРП на водной основе, однако они имеют ряд недостатков, ограничивающих их использование в случае низкопроницаемых коллекторов: полимеры, применяемые для структурообразования, адсорбируются на породе и приводят к коагуляции пор; в пластах с водочувствительными породами происходит набухание и миграция глинистых частиц. Как следствие, возникает необходимость в разработке составов на углеводородной основе, которые обеспечат более эффективное извлечение пластовых флюидов.

Перспективным направлением разработки является проведение гидроразрыва пласта с жидкостями на основе сжиженных углеводородных газов. В этом случае подразумевается, что закачка состава для ГРП производится в сжиженном состоянии, а извлечение – в виде газа, при этом после проведения операции жидкость на основе сжиженного газа практически полностью извлекается из скважины [3]. Это позволяет создавать трещины, в которых не происходит образование водяных блоков, и эффективная длина трещины практически равна закрепленной длине.

В качестве сжиженного углеводородного газа могут выступать углеводороды с короткой длиной цепи, такие как пропан, бутан, а также их смесь. Критическая температура пропана составляет 97 °С [4], что не позволяет использовать его в сжиженном состоянии в пластах с более высокой температурой. В этих случаях возможно применение бутана, имеющего критическую температуру 152 °С [4], либо смеси этих углеводородов.

В настоящее время для получения углеводородных гелей для ГРП в основном используются соли органических ортофосфорных эфиров, образующиеся при взаимодействии ортофосфорных эфиров и соединений многовалентного металла, такого как железо или алюминий.

Авторы различных исследований [5, 6] отмечают, что жидкости для ГРП обладают лучшими реологическими характеристиками в том случае, когда длина цепи гелеобразователя соизмерима с длиной цепи углеводородной основы жидкости. Стоит отметить, что те эфиры, которые относятся к коммерчески доступным, имеют длинные цепи и не являются эффективными для гелирования углеводородов

C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>. Для гелирования пропана, бутана и их смеси необходимо использовать ортофосфорные эфиры с короткой углеводородной цепью.

В рамках данного исследования планируется осуществить синтез и дальнейший подбор оптимальных ортофосфорных эфиров с короткой цепью, которые позволили бы эффективно гелировать сжиженный углеводородный газ. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Еремин Е. А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти / Е. А. Еремин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 255–270.

2. Зацепин В. В. Новые принципы разработки низкопроницаемых слоисто-неоднородных коллекторов с использованием саморегулирующихся систем / В. В. Зацепин, Ф. А. Губайдуллин, Р. А. Байбурун // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 7. – С. 36–40.
3. Vajpayee M., Gogineni S. S., Shukla Y. A Novel way to Reservoir Stimulation: LPG Gel Based Fracturing.
4. Краткий справочник физико-химических величин под редакцией К. П. Мищенко и А. А. Равделя. – Л.: Химия. – 1974. – 200 с.
5. Thickening compressed liquid and supercritical propane with bisurea DMHUT N,N'-(4-methyl-1,3-phenylene)bis[N-(1,5-dimethylhexyl)urea] for enhanced oil recovery or waterless hydraulic fracturing / M. Hansch, M. Ranft, A. Dhuwe, P. Enick // The Journal of Supercritical Fluids. – 2019. – № 145. – P. 85–92.
6. Synthesis of phosphates for liquefied petroleum gas (LPG) fracturing fluid / Chen, P., Chang, H., Xiong, G. et al. // Applied Petrochemical Research. – 2019. – № 9. – P. 179–184 (2019).

## Скрининг месторождений с целью оценки применимости полимерного заводнения

Л.Ф. Давлетшина, Л.Р. Газалеева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Для подбора метода увеличения нефтеотдачи проводится скрининг месторождения по геолого-физическим характеристикам коллектора для подбора наиболее подходящей технологии.

При применении полимерного заводнения (ПЗ) происходит увеличение охвата пласта в связи с повышением вязкости вытесняющего агента и введение в разработку низкопроницаемых каналов за счет закупоривания высокопроницаемых [1]. В рамках проведения ПЗ большее влияние на полимер оказывают температура и минерализация пласта. В классическом варианте использовался гидролизированный полиакриламид, однако благодаря появлению модифицированных полиакриламидов границы применимости значительно расширились. Высокая температура приводит к термической, а совместно с кислородом и к термоокислительной деструкции полимера, поэтому данный критерий и по сей день является одним из основных. Химическая деструкция полимера приводит к значительному уменьшению вязкости вытесняющего агента, поэтому значительное внимание уделяют присутствию солей двух- и трехвалентных металлов и общей минерализации затворяемой и пластовой воды. Если проницаемость коллектора менее 10 мД, то закачка полимера будет затруднена [2]. Размер молекул полимера ограничит проход состава в поровое пространство, а в призабойной зоне пласта произойдет коагуляция, что в дальнейшем может привести к проблемам с приемистостью.

Итак, рассматривая указанные критерии применимости, можно сделать вывод:

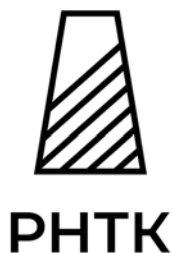
**Таблица 1 – Сравнение критериев применимости полимерного заводнения**

| № | Критерий                    | Классический | Современный                 |
|---|-----------------------------|--------------|-----------------------------|
| 1 | Коллектор                   | Терригенный  | Терригенный/<br>Карбонатный |
| 2 | Температура, °С             | < 95         | < 140                       |
| 3 | Минерализация, г/л          | –            | < 250                       |
| 4 | Глубина залегания пласта, м | < 2750       | < 3048                      |
| 5 | Проницаемость, мД           | > 10         | > 10                        |
| 6 | Вязкость нефти              | < 50         | < 10 000                    |
| 7 | Пористость, %               | 10–30        | –                           |

- при проведении технологии ПЗ наиболее важными критериями применимости для полимера являются температура и минерализация пласта, так как именно данные параметры приводят к деструкции полиакриламида;
- за последние 10 лет благодаря появлению модифицированных представителей ПАА было применено большое количество ПЗ в широком диапазоне условий: при температуре пласта до 121 °С, вязкости нефти от 0,4 до 10 000 мПа·с, а также с высокоминерализованной пластовой водой до 250 г/л. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
2. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения. СПб: Профессия, 2020. – 240 с.



# Российский нефтегазовый технический конгресс пройдет в Москве

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

Российский нефтегазовый технический конгресс (Конгресс РНТК – 2024) является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая ранее проводилась ежегодно 17 лет подряд и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли.

В программный комитет Конгресса РНТК входят более 30 специалистов и руководителей из компаний ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК», «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ФАУ «ЗАПСИБНИИГТ», ФБУ «ГКЗ», «РН-БашНИПИнефть», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и др. Полный список программного комитета представлен на сайте Конгресса.

В этом году в Конгрессе РНТК запланирована организация ряда пленарных сессий, прозвучат более 150 докладов, состоятся 26 технических сессий, круглые столы, экскурсии.

Разрабатывая техническую программу, организаторы учитывают наиболее перспективные направления и новые технологии, ищут и привлекают специалистов нефтегазовых профессий со всего мира, которые делятся информацией, знаниями, тем самым поддерживая высокий научный и технический уровень Конгресса. Значительная часть программы включает в себя темы, ставшие уже

традиционными, а именно: разработка месторождений, строительство скважин, МУН, интенсификация добычи, цифровые технологии, моделирование и др. Внимание участников Конгресса также будет обращено к перспективам декарбонизации и развитию альтернативной энергетики.

Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий, научно-исследовательских институтов вновь соберутся вместе на площадках Конгресса для обмена идеями, практическим опытом, для дискуссий и дебатов, для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

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

За дополнительной информацией о Конгрессе РНТК 2024, пожалуйста, обращайтесь по электронной почте [info@rntk.org](mailto:info@rntk.org), по телефону +7 (495) 190-7216 и на онлайн-страницах [www.rntk.org](http://www.rntk.org), <https://vk.com/rntkcongress>, [https://t.me/rntk\\_congress](https://t.me/rntk_congress) 📍



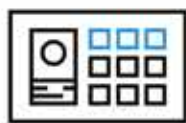
# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



РНТК



400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических  
и постерных сессий



150+ технических  
презентаций

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

## Возможности для вашего продвижения на рынке

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

Реклама

Контактная информация  
+7 (495) 190-7216  
[info@rntk.org](mailto:info@rntk.org)

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



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

# Организация ЦУБ на базе Цифровой платформы ЭКО

Крупная буровая компания, осуществляющая свою деятельность на месторождениях России и ближнего зарубежья, обратилась к специалистам Цифровой платформы ЭКО для решения целого комплекса производственных задач:

- снижения количества аварий на объектах клиента;
- снижения непроизводительных затрат времени;
- повышения прозрачности производственного процесса.

Клиенту был предоставлен широкий набор инструментов проектирования, мониторинга и аналитики процесса строительства скважин. Для более эффективного их применения клиент принял решение по организации собственного Центра мониторинга и управления строительством скважин.

На базе уже развернутой Цифровой платформы ЭКО ЦУБ был создан с минимальными капиталовложениями и осуществлением при этом полноценного операционного инженерного сопровождения на всех этапах строительства скважины:

- проведения необходимых расчетов на этапе проектирования;
- мониторинга технологических процессов строительства скважин в реальном времени, подготовки отчетности, анализа текущих КПЭ;
- комплексного анализа основных показателей эффективности по уже пробуренным скважинам.

Внедрение ЦУБа позволило значительно повысить прозрачность операционного процесса, сократить

издержки на непроизводительное время, снизить аварийность.

Отмечается общий прирост компетенций технического персонала. Клиент ежегодно увеличивает количество буровых бригад, охватываемых круглосуточным мониторингом.

Эффективность полученного решения позволила клиенту не только закрыть собственные потребности, но и организовать полноценный сервис удаленного сопровождения бурения под ключ и успешно вывести его на рынки России и ближнего зарубежья.

## Результаты применения ЭКО в качестве платформы для ЦУБ

После внедрения ЦУБ на базе Цифровой платформы ЭКО удалось добиться снижения количества аварий на объектах клиента на 87% (по сравнению с четырехлетним периодом до начала применения Цифровой платформы ЭКО).

Инструменты анализа позволили выявить основные виды нарушений технологического процесса,



приводящих к авариям, что сыграло решающую роль в борьбе с аварийностью скважин.

## Снижение непроизводительного времени

Новый подход к планированию бурения, оптимизация

технологических процессов строительства скважин в реальном времени, качественная отчетность и анализ текущих КПЭ позволили снизить долю непроизводительного времени на 60%. 🎯



# Специалисты «ТаграС-РС» и «Катобьнефть» освоили цифровую платформу для проектирования и управления бурением скважин

Специалисты Центра управления бурением ООО «Катобьнефть» и ООО «ТаграС-РС» завершили курс повышения квалификации по использованию Цифровой платформы ЭКО. В рамках данной программы специалисты АО «ММоторРА» проводили обучение инженеров центров сопровождения бурения, полевых специалистов и руководящего состава. Полученные знания и опыт позволят компаниям строить скважины значительно быстрее и качественнее, уделяя особое внимание безопасности и эффективности работ.

Цифровая платформа ЭКО позволяет производить непрерывный цикл улучшений за счет мониторинга в режиме реального времени и проектирования на базе выученных уроков с целью исключения на этапе планирования скважины возможных осложнений и предотвращения аварий благодаря инструментам предиктивной аналитики. Ключевые показатели эффективности в реальном времени позволяют отслеживать и сравнивать работу

вахт, бригад; кастомизированная отчетность исключает манипуляцию данными, а постанализ помогает создавать лучшие практики и оптимизировать программу на бурение.

Эксперты «ММоторРА» совместно со специалистами «Катобьнефть» и «ТаграС-РС» активно разрабатывают новые идеи в направлении полностью автоматизированного бурения. На данный момент система в режиме реального времени производит расчеты с учетом текущего состояния скважины, геологического разреза, используемого оборудования и передает параметры технологических режимов автоматизированным системам бурения.

Цифровые решения, интегрированные в производственный процесс «ТаграСа» и «Катобьнефти», дают компаниям возможность добиваться лучших показателей на каждом этапе жизненного цикла скважины и поднимают их на абсолютно новый уровень технологического развития. ●



# Цифровая платформа ЭКО: прогноз аварийных ситуаций при бурении, оценка состояния скважины и предотвращение прихватов

Одна из компаний, строящих скважины на зрелом месторождении, существенно улучшила ключевые показатели эффективности благодаря применению проактивной политики снижения количества негативных последствий. Автоматизированная предиктивная аналитика ЦП ЭКО позволила снизить сроки строительства скважин на 30%. Такого ускорения удалось достичь за счет оптимизации работ по бурению и СПО, а также минимизации рисков аварий и связанных с ними непроизводительных потерь времени.

Инженерные возможности Цифровой платформы ЭКО в реальном времени позволили эффективнее использовать ресурсы, повысить информированность персонала о состоянии скважины, наладить коммуникацию и процессы принятия решений.

На самой ранней стадии внедрения функционала прогнозирования аварийных ситуаций особое внимание уделялось прогнозированию возникновения прихвата. Рассмотрим подробнее качество предиктивной аналитики ЦП ЭКО на примере.

## Прихват обсадной колонны 178 мм

Перед спуском обсадной колонны во время проработки свежепробуренного ствола скважины ЦП ЭКО определила высокий риск возникновения

прихвата ОК на интервале длиной 90 м. Основными факторами, выявленными ЦП ЭКО в режиме реального времени, были аномально возрастающий коэффициент трения, затяжки БИ при подъеме и посадки БИ при спуске. Коэффициент трения на подъем составлял 0,45.

ЦП ЭКО, работающая в режиме супервайзера, подняла тревогу и отправила уведомление специалистам ЦУБ. Все ключевые специалисты, принимающие решения на месторождении и в офисе, были своевременно проинформированы о потенциальной опасности. Рекомендация Цифровой платформы ЭКО заключалась в проведении дополнительной проработки и промывки ствола скважины с целью восстановления состояния ствола скважины. Все эти мероприятия направлены на снижение эффективного коэффициента трения до приемлемого уровня: 0,3 и ниже в данном случае.

Специалисты ЦУБ проинформировали супервайзера о потенциальных рисках получения прихвата при спуске обсадной колонны. Супервайзер проигнорировал выданные ему рекомендации, посчитав дополнительную проработку излишней, а затяжки и посадки незначительными, ссылаясь на свой опыт. К сожалению, это оказалось

неверным решением, принятым лишь на основе интуиции.

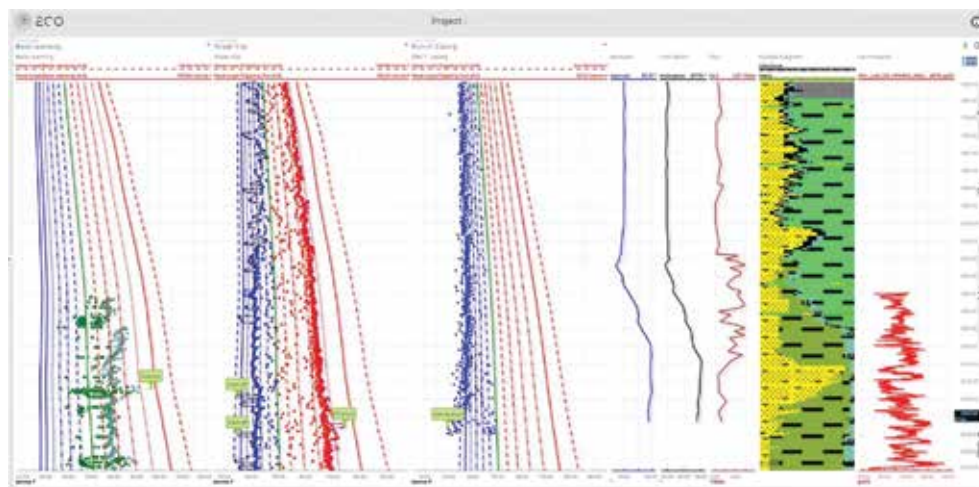
Вскоре после этого начался спуск обсадной колонны 178 мм. При спуске на глубине 2569 м в режиме онлайн было обнаружено изменение коэффициента трения на спуск до неприемлемого значения 0,6. На той же глубине во время предыдущего рейса был отмечен высокий риск возникновения прихвата. Возник механический прихват обсадной колонны, мероприятия по ликвидации которого заняли более 24 часов.

## Анализ прихвата обсадной колонны с использованием традиционных инструментов

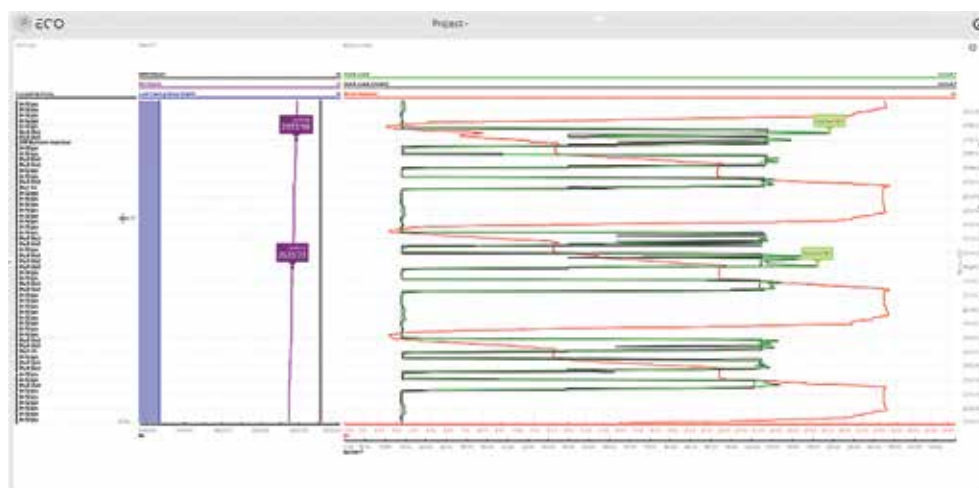
При обратной проработке (Трек № 1) были зафиксированы затяжки в интервале 2450–2440 м.

При шаблонировке (Трек № 2) в интервале 2450–2590 м были зафиксированы многократные превышения по весу.

Во время спуска обсадной колонны (Трек № 3) коэффициент трения на спуск увеличился. На глубине 2590 м система обнаружила механический



**Рисунок 1 – Веера весов для обратной проработки, шаблонировки, спуска обсадной колонны 178 мм**



**Рисунок 2 – График по времени ЦП ЭКО с динамическим цифровым двойником. Обнаружение затяжек при шаблонировке перед спуском ОК 178 мм**

прихват обсадной колонны.

Предиктивная аналитика ЦП ЭКО предсказала ухудшение состояния ствола скважины. Выявлена потенциальная опасность: риск получения прихвата при спуске обсадной колонны 178 мм. ЦП ЭКО рекомендовала список действий для предотвращения возникновения прихвата. Человеческий фактор исключен из процесса принятия решений на максимально допустимом уровне. Потенциальная экономия времени составила бы 24 часа, сокращение сроков строительства скважины – 7%. ©



Геомодель



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

# ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития  
нефтегазовой отрасли

**23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ**

**ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!**

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

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



ICOTA  
РОССИЯ



E-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)

[www.icota-russia.ru](http://www.icota-russia.ru)

Реклама



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](mailto:info@icota-russia.ru)



# Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

8–11 октября

РЕКЛАМА

18+



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ  
В TELEGRAM-КАНАЛЕ  
@GASFORUMSPB



Реклама

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

## Дорогие читатели!

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

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

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

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

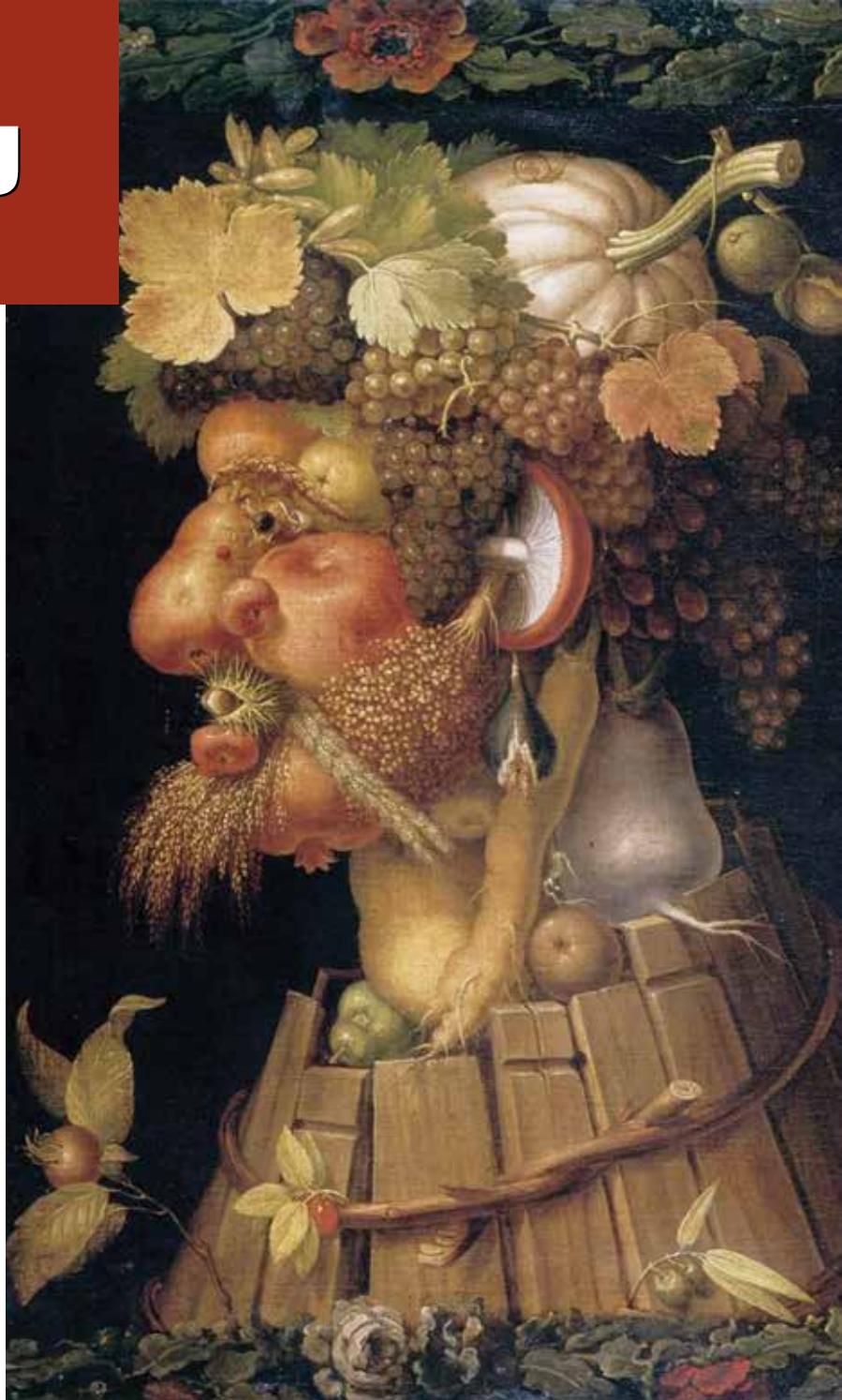
Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

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

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

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

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



Джузеппе Арчимбольдо «Осень»

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

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

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**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



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



**ПАКЕР**



**СЕРВИС**

Офис в Москве:

+7 (495) 663-31-07

Офис в Сургуте:

+7 (3462) 556-322

Офис в Ноябрьске:

+7 (3496) 423-100

[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)

[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**

Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**

Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**

Well gaslifting

**Заканчивание скважин**

Well completion

**Пакерный сервис**

Packer service

**Ловильные работы**

Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении, ГРП и ГНКТ**

Workover, CT & fracturing supervising



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