

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *limes*

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (059), Март / March 2017

www.ctimes.org

**РОССИЙСКИЙ РЫНОК КОЛТЮБИНГА:
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДО 2025 ГОДА**

**RUSSIAN COILED TUBING MARKET: PROSPECTS
OF DEVELOPMENT UNTIL 2025**

**УСПЕШНЫЙ 20-СТАДИЙНЫЙ ГРП БЕЗ ПОДЪЕМА
ГНКТ НА ПОВЕРХНОСТЬ**

**SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF 20 STAGE
MULTISTAGE FRACTURING WITH CT IN THE WELL**

**СЕЛЕКТИВНЫЙ ПОВТОРНЫЙ ГРП
ПО ТЕХНОЛОГИИ «SpotFrac»**

**SELECTIVE RE-FRACTURING WITH SpotFrac
TECHNOLOGY**

**РЫНОК ЖДЕТ КАЧЕСТВЕННУЮ ГТ
ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

**THE MARKET IS WAITING FOR RUSSIAN
QUALITY CT**

**ГРУППА ФИД ВЫВОДИТ НА РЫНОК СИСТЕМЫ
УПРАВЛЕНИЯ ПОД БРЕНДОМ VisualFrac**

59





We go for it when others quit

Extensive experience, superior know-how and the courage to attempt something new have characterised the company since it was established. As a company, Toni Maurer has grown being a company with global operations, ranking among one of the largest and most respected companies in Europe in the areas of special vehicle manufacturing. This is to be attributed, above all, to extensive know-how and high quality. In order to continue to guarantee this quality, the company is also certified as a qualified re-construction partner in accordance with MAN quality guidelines.

Компания Toni Maurer, являющаяся официальным партнером немецкого производителя MAN Truck&Bus AG в части модификации заводских решений, представляет линейку специальных шасси для нефтегазового оборудования.



official partner of

MAURER
TONI

MADE IN GERMANY

Phone: +7 812 407-36-10

E-Mail: m.grishko@tm-rus.de

Internet: www.toni-maurer.de

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

**The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

**Ноябрь 2017 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)**

**November, 2017
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/
"Vystavochnaya" metro station)**

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:
Tel.: +7 916 512 70 54
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. Яновский, д.э.н., профессор, заместитель Министра энергетики Российской Федерации

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;

Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;

К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер Департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»;

В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;

Н.А. Демяненко, к.т.н., ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»;

С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;

Е.Б. Лапотенцова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;

В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;

А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;

М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);

Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;

Р.С. Яремийчук, д.т.н., профессор, академик РАЕН.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н.,

профессор, академик РАЕН; научные консультанты –

Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, директор

СЗАО «Новинка»; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник

компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, технический

директор компании NOV CTES; **А.В. Кустышев**, д.т.н.,

профессор.

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

редакцией журнала «Время колтюбинга» и российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. Yanovsky, Doctor of Economics, Professor, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;

Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Member of the International Higher Education Academy of Sciences;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;

R. Clarke, Honorary Editor;

N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft;

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

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);

V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

D. Vorobiev, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belorusneft;

B. Vydrik, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";

R. Yaremychuk, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

S. Zagranichny, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering,

Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. Pirsch**, Director of CJSC Novinka;

H.B. Luft, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service;

K. Newman, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**,

Doctor of Engineering, Professor.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and The Russian Chapter of ICoTA-Russia

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.

Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.

The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.

Registration number ПИ № 77-16977.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Как всегда, хочу обратить ваше внимание, дорогие друзья, на несколько наиболее интересных, с моей точки зрения, публикаций в свежем номере нашего журнала.

Выпуск открывается обзором «Российский рынок колтюбинга: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года», представленным руководителем проектов RPI Никитой Медведевым.

Автор констатирует: «Рынок колтюбинговых услуг является одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этого стал, в частности, рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в три раза, сопровождавшийся опережающим ростом числа операций. В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке во многом сфокусировано на освоении скважин (после ГРП, бурения и ЗБС), обработках призабойной зоны (ОПЗ) и ряде видов КРС. Проникновение ГНКТ в другие сегменты является достаточно ограниченным, что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде».

Собственную оценку тенденций рынка дает в интервью технический директор ООО «ФракДжет-Волга» Равиль Еникеев: «Сегодня на российском сервисном рынке отчетливо видны две тенденции. Первая: увеличение диаметра и длины трубы, что требует более мощных инжекторов. Вторая тенденция – это общее снижение стоимости стандартных сервисных услуг, таких как промывки, фрезерования, ГИС, ГПП и т.п., то есть тех операций, которые делают многие компании. По высокотехнологичным операциям, конечно, снижения не наблюдается.

Эти оценки дают твердую почву моей идее, высказанной в прошлом номере журнала: нет в мире другого такого места, кроме России, где колтюбинговые услуги будут набирать обороты так же быстро!

Я рад, что тенденцию продолжают и другие страны СНГ, о чем, в частности, красноречиво свидетельствует статья А.А. Москвитина об опыте применения колтюбинговых технологий в украинской компании «Регион».

Чем более сложные задачи вы перед собой ставите, тем выше будет успех!

Например, такой, какого достигли специалисты компаний «Шлюмберже», «Газпромнефть-Ямал» и «Газпромнефть НТЦ», которые щедро делятся успешным опытом проведения 20-стадийного ГРП без подъема ГНКТ на поверхность. Они использовали технологию заканчивания МГРП «Premium Port + Jackal», позволяющую оптимизировать процесс ГРП с использованием полнопроходных сдвижных муфт. Подобная операция была осуществлена в России впервые.

Вперед, коллеги! Дерзайте! А мы будем счастливы прославить вас в журнале!

Рон Кларк



EDITORIAL

I would like to draw your attention, dear friends, as I always do, to some of the publications in our new issue which I find the most interesting.

The issue opens with the review “Russian Coiled Tubing Market: Current State and Prospects of Development until 2025” presented by Nikita Medvedev, the Head of Projects PRI.

According to the author, “Coiled tubing is one of the fast-growing segments of the oilfield services market. In particular, it is evidenced by the number of coiled tubing units which over the recent decade has increased by three times, being accompanied by a still faster growth of the number of coiled tubing operations. Currently, coiled tubing in the Russian market is mainly applied for well development (ranking after hydraulic fracturing, drilling and side-tracking), bottom-hole treatment (BHT) and some types of well-workover operations. As for the other segments, the use of coiled tubing is rather limited, which is all the more apparent when compared with the international practice, first of all the USA and Canada”.

Ravil Enikeev, Technical Director of FracJet-Volga, shares his own views on the market tendencies in his interview, “Today there are two distinct tendencies in the Russian service market. The first is the increasing diameter and length of the tube, which requires more powerful injectors. The second tendency is an overall decrease in the price for such standard services as flushing, millout, well survey, jet perforating and the like, performed by many companies. Naturally, there is no price reduction for high-technology operations”.

These opinions give solid ground for the prognosis which I made in the previous issue saying that it is in Russia where coiled tubing technologies will expand at the greatest rate!

I am happy to see the same tendency in other CIS countries, which is proved in a convincing way in the article by A.A. Moskvitin on the practice of application of coiled tubing technologies by the Ukrainian company “Region”.

The greater challenges you set, the greater success you will achieve!

This is the case, for example, with the experts from Schlumberger, Gaspromneft-Yamal and Gaspromneft Research and Development Centre who are always eager to demonstrate their successful track record of 20-stage fracturing without bringing up coiled tubing to the surface. They applied the Premium Port + Jackal well completion technology which optimizes fracturing process while utilizing shifted closable full bore sliding sleeves. That was the first operation of the kind to be performed in Russia.

Make it happen, my dear colleagues! Never stop! And we will be happy to celebrate your achievements in our journal!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 **Н.В. Медведев**
 Российский рынок колтюбинга: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года

ТЕХНОЛОГИИ

12 **С.А. Шестаков, А.В. Белов, А.А. Корепанов, Д.А. Гаренских, С.М. Симаков, Анатолий Кичигин, Константин Бурдин, Виталий Вдовяк**

Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП без подъема ГНКТ на поверхность в России



24 **А.В. Байрамов, А.Н. Мырко, Ф.В. Беляев, Д.В. Миндеров, С.А. Ильичев, А.С. Волков**

Прогрессивный опыт проведения селективного повторного ГРП по технологии «SpotFrac»

29 **Андрей Закревский**
 «Нефть и газ Украины»

30 **А.А. Москвитин**
 Опыт применения компанией «Регион» колтюбинговых технологий для интенсификации добычи. Обзор и методология

40 Тезисы докладов, представленных на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (Часть 2)

ПРАКТИКА

52 Рынок ждет качественную гибкую трубу с высоким ресурсом и разумной ценой (Беседа с **Р.И. Еникеевым**, техническим директором ООО «ФракДжет-Волга»)



58 Эффективное партнерство компаний «БашВзрывТехнологии» и «РН-Уватнефтегаз»

ОБОРУДОВАНИЕ

60 Качество, проверенное временем (Пост-релиз 13-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ»)



62 Современная система управления флотом ГРП разработки Группы ФИД. Возможности применения

66 «НКМЗ-Групп» стремится решать проблемы комплексно (Беседа с **Р.Р. Галимовым**, заместителем генерального директора по технологиям ООО «ТД «НКМЗ»)

НАУКА

72 **А.В. Ильюша, В.Я. Афанасьев, В.Ю. Линник, В.В. Шерсткин, А.В. Корчак, М.Г. Рахутин, А.А. Каверин**

Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

80 **Ю.А. Балакиров**
 Магнитно-резонансный метод повышения продуктивности скважин и пластов и другие этюды

84 **Анкета «Времени колтюбинга»**

«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» В СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

90 Новый понизитель трения с графитом

92 **Новости**

100 **Красота месторождений**

(Фотографии предоставлены Александром Волковым, СЗАО «ФИДМАШ»)



102 **Новый член редакционного совета**

PROSPECTS

6 **N. Medvedev**
Russian Coiled Tubing Market: Current State and Prospects of Development until 2025

TECHNOLOGIES

12 **S. Shestakov, A. Belov, A. Korepanov, D. Garenskiikh, S. Simakov, A. Kichigin, K. Burdin, V. Vdoviyak**
Successful Implementation of 20 Stage Multistage Fracturing with CT in the Well in Russian Federation

24 **A. Bairamov, A. Myrko, F. Belyaev, D. Minderov, A. Ilichev, A. Volkov**
Progressive Experience for Selective Re-fracturing with SpotFrac Technology

29 **Andrey Zakrevskiy**
"Oil and Gas of Ukraine"

30 **A. Moskvitin**
Company's Experience of Applying Coiled Tubing Technologies to Well Stimulation. Overview and Methodology



40 Proceedings of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (Part 2)

PRACTICE

52 The Market Is Waiting for Quality Coiled Tubing with a Long Service Life and Reasonable Price (Interview with **Ravil Enikeev**, Technical Director of FracJet-Volga)

58 Effective Partnership between BashVzryvTehnologii and RN-Uvatneftegaz



EQUIPMENT

66 NKMZ-Group Strives To Find Integrated Solutions (Interview with **R. Galimov**, Deputy Director for technology at NKMZ-Group)



84 Coiled Tubing Times Questionnaire

COILED TUBING TIMES IN SOCIAL NETWORKS

90 Newly Formulated Friction Reducer with Graphite

92 News

100 The Beauty of Oilfields

(The photos are published by courtesy of FIDMASH. Author: Alexander Volkov)



102 New Member of the Editorial Board



Российский рынок колтюбинга: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года

Russian Coiled Tubing Market: Current State and Prospects of Development until 2025

Н.В. МЕДВЕДЕВ, руководитель проектов, RPI

N. MEDVEDEV, the head of projects, RPI



Российский нефтесервисный рынок находится в точке неопределенности. С одной стороны, в 2016 году наблюдается серьезный рост объемов проходки в бурении, что является одним из ключевых драйверов рынка. С другой, консолидация активов и уменьшение количества нефтяных компаний негативно влияют на конкуренцию в отрасли, что уже в среднесрочной перспективе может отрицательно сказаться на эффективности нефтесервисных операций. В колтюбинге эти тенденции прослеживаются менее отчетливо, но тем не менее данный сегмент является одним из наиболее перспективных на российском нефтесервисном рынке.

В средне- и долгосрочной перспективе ключевым фактором, влияющим на российскую нефтедобывающую отрасль, является ухудшение качества ресурсной базы. Прежде всего это выражается в росте доли трудноизвлекаемых запасов и новых регионов добычи, таких как Восточная Сибирь, которая отличается очень сложной геологией и по сути представляет собой несколько абсолютно разных в геологическом плане бассейнов. Кроме этого, важную роль в восполнении ресурсной базы играют шельфовые месторождения, разработка которых связана с большим числом финансовых, технологических и экологических сложностей.

При этом существующая ресурсная база все более истощается, в связи с чем будет расти спрос на операции по интенсификации добычи, в том числе ЗБС, КРС, обработки призабойной зоны и т.д.

Важно отметить, что все перечисленные мною факторы могут положительно влиять на нефтесервисный рынок прежде всего на качественном и стоимостном уровнях, повышая требования к технологичности и эффективности процессов. Именно в связи с этим наибольший рост рынка будет наблюдаться прежде всего в

Russian oilfield services market is at the point of uncertainty. On the one hand, a serious increase in penetration volumes is observed in 2016 in drilling, which is one of the key drivers of the market. On the other hand, the consolidation of the assets and a decrease in the number of oil companies have a negative impact on the competition in the industry, which in the medium term may adversely affect the efficiency of the oilfield operations. In the coiled tubing sphere, these trends are observed less clear, but this segment is one of the most promising in the Russian oilfield services market.

In the medium to long term, a key factor in the Russian oil industry is the deterioration of the quality of the resource base. First of all, this is reflected in the increasing share of difficult reserves and new production regions, such as Eastern Siberia, which has a very complex geology and essentially consists of several completely different in terms of geology basins. In addition, an important role in filling the resource base is played by offshore fields, the development of which is associated with a large number of financial, technological and environmental difficulties.

At the same time the existing resource base is increasingly depleted, and therefore the demand for operations to stimulate production, including sidetracking, workover, bottomhole treatment, etc. will increase.

It is important to note that all factors I have mentioned above can positively influence the oilfield services market primarily on the quality and cost levels, increasing

Наибольший рост рынка будет наблюдаться прежде всего в высокотехнологичных сегментах: бурении, телеметрии, ГРП, операциях ГНКТ (которые используются в большей части нефтесервисных операций).

It is the largest market growth that will occur primarily in high-tech segments: drilling, telemetry, fracturing, coiled tubing operations (which are used in most of the oilfield operations).

высокотехнологичных сегментах: бурении, телеметрии, ГРП, операциях ГНКТ (которые используются в большей части нефтесервисных операций).

Рынок колтюбинговых услуг является одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этого является, в частности, рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в три раза, сопровождающийся опережающим ростом числа операций.

В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке во многом сфокусировано на освоении скважин (после ГРП, бурения и ЗБС), обработках призабойной зоны (ОПЗ) и ряде видов КРС. Проникновение ГНКТ в другие сегменты является достаточно ограниченным (за

requirements for manufacturability and process efficiency. It is therefore the largest market growth that will occur primarily in high-tech segments: drilling, telemetry, fracturing, coiled tubing operations (which are used in most of the oilfield operations).

Coiled tubing services market is one of the most dynamic segments of the oilfield services market. This is reflected, in particular, the growth of the number of units of CT in the past 10 years (about three times) accompanied by the advanced growth of the number of operations.

Currently, the use of coiled tubing in the Russian market is largely focused on the exploration wells (after fracturing, drilling and sidetracking), bottomhole zone treatment and the number of the hydraulic fracturing types. CT penetration in other segments is quite limited (with the exception of

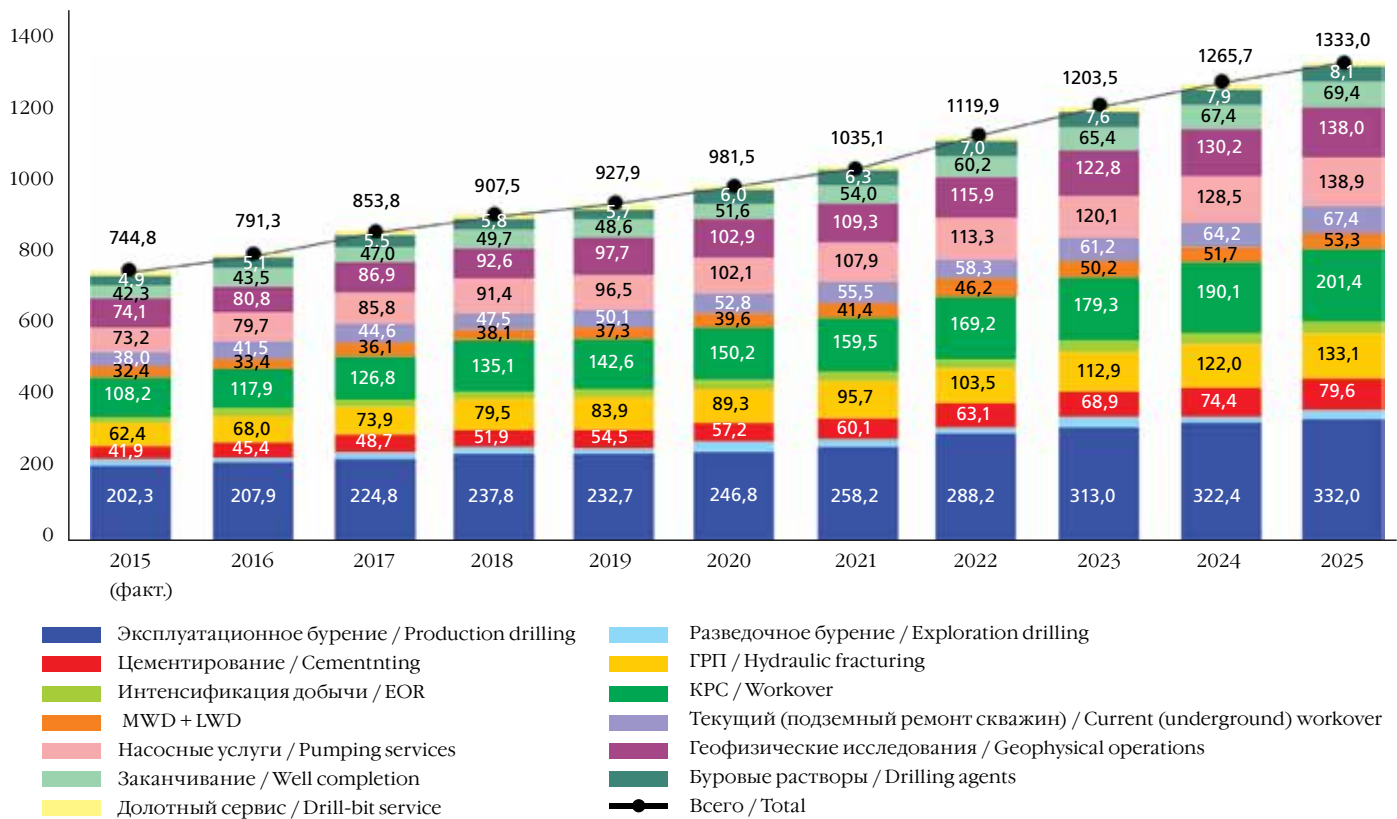


Рисунок 1 – График прогноза объема нефтесервисного рынка в разрезе ключевых сегментов в 2016–2025 годах, млрд руб. (источник: анализ RPI)

Figure 1 – Graph of the oilfield services market volume forecast in the context of key segments in 2016–2025, mln. rubles (source: RPI analysis)

исключением «Сургутнефтегаза»), что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

Развитие рынка колтюбинга в 2014-м и особенно 2015–2016 годах определялось воздействием ряда факторов:

- ГНКТ сохранили и укрепили свои позиции в тех сегментах, где они за счет своих технологических преимуществ зарекомендовали себя как важный фактор повышения операционной эффективности, в частности при освоении и КРС.
- Спрос на колтюбинг был также поддержан за

"Surgutneftegaz"), which is especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the US and Canada.

The development of coiled tubing market in 2014, and especially 2015–2016 was determined by a number of factors:

- CT retained and strengthened its position in those segments where they are due to their technological advantages have proven to be an important factor in increasing the operating efficiency, particularly in the development and workover
- The demand for coiled tubing was also supported

счет роста горизонтального фонда скважин и операций на нем.

- В качестве ограничительного фактора выступили относительно высокая стоимость колтюбинговых услуг и определенная зависимость от импортных комплектующих. Как результат, в период падения цен на нефть и оптимизации расходов всеми нефтяными компаниями применение ГНКТ столкнулось с ограничениями финансового характера – прежде всего в ряде сегментов нефтесервиса, являющихся перспективными драйвером роста для этой технологии.

В 2014 году годовой прирост объема проходки в горизонтальном бурении оказался положительным – он составил 33% – тогда как объем проходки в эксплуатационном уменьшился. **В 2015 году** почти весь прирост объема проходки в эксплуатационном бурении был достигнут за счет возрастания горизонтального бурения. В 2018 году годовой объем проходки в горизонтальном бурении достигнет максимума в более чем 8,7 млн м. На этот год придется период ввода месторождений

by the growth of the fund of horizontal wells and operations on it.

- As a limiting factor were the relatively high cost of coiled tubing services and certain dependence on imported components.

As a result, during the period of falling oil prices and the cost optimization, the use of CT in all oil companies faced financial constraints, especially in certain segments of the oilfield service, which are a promising growth driver for this technology.

In 2014, the annual increase in the amount of

horizontal drilling penetration was positive – it amounted to 33% – while the amount of drilling in the operational drilling decreased.

In 2015, almost the entire volume of penetration increase in production drilling has been achieved

В период падения цен на нефть и оптимизации расходов всеми нефтяными компаниями применение ГНКТ столкнулось с ограничениями финансового характера.

During the period of falling oil prices and the cost optimization, the use of CT in all oil companies faced financial constraints.

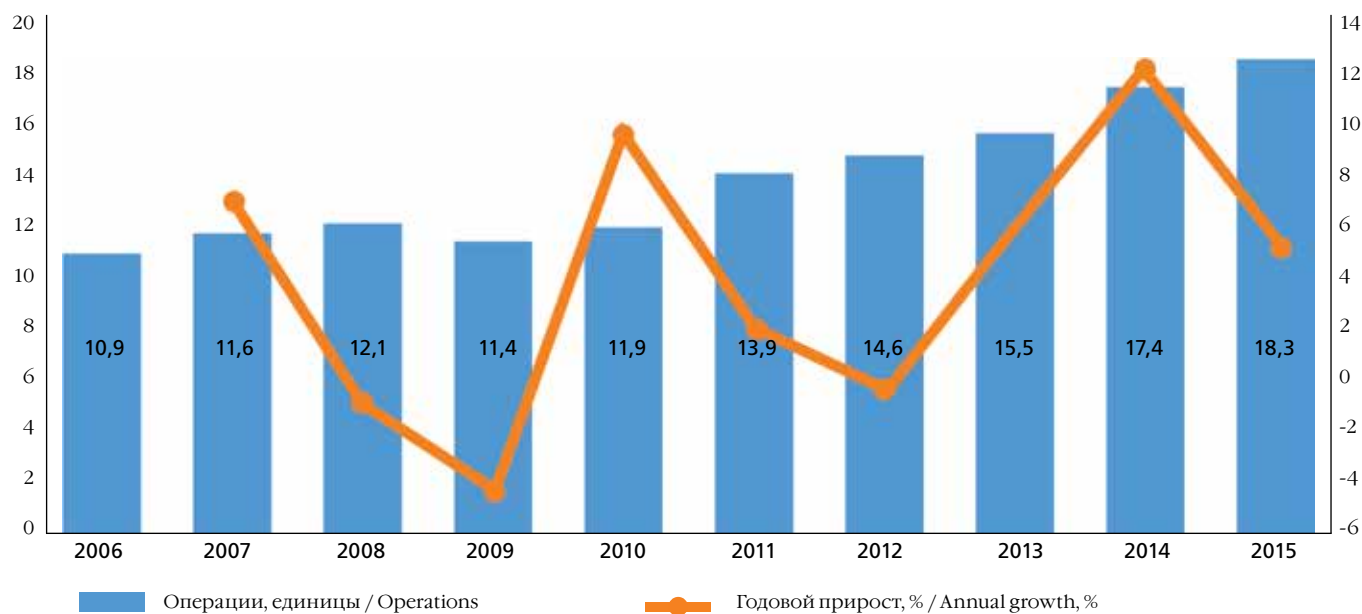


Рисунок 2 – График годового объема операций колтюбинга в РФ в 2006–2015 годах, тыс. операций (источник: анализ RPI)

Figure 2 – Graph of annual coiled tubing operations in Russia in 2006–2015, thousand operations (source: RPI analysis)

в Эвенкии и в Большехетской впадине. Затем **в 2019–2021 годах** наступит спад темпов проходки, до начала разбуривания новой группы крупных месторождений в Эвенкии и на юге полуострова Ямал. К 2025 году объем проходки в горизонтальном бурении сравняется с наклонно-направленным.

Процесс роста доли горизонтального бурения будет одним из ключевых драйверов развития колтюбинговых операций. Кроме этого, фактором роста спроса может служить процесс устаревания горизонтальных скважин,

due to the increase of horizontal drilling. In 2018 the annual volume of penetration in horizontal drilling achieved the peak at more than 8.7 million meters. This year was a period of deposits in Evenkia and Bolshekhetskaya Sink. Then, **in 2019–2021** was a decline in penetration rates, prior to the drilling of a new group of large deposits in Evenkia and southern Yamal Peninsula. By 2025, the volume of drilling in the horizontal drilling is equal to the directional.

The process of increasing of the share of horizontal drilling is one of the key drivers of coiled tubing operations development. In addition, aging process of

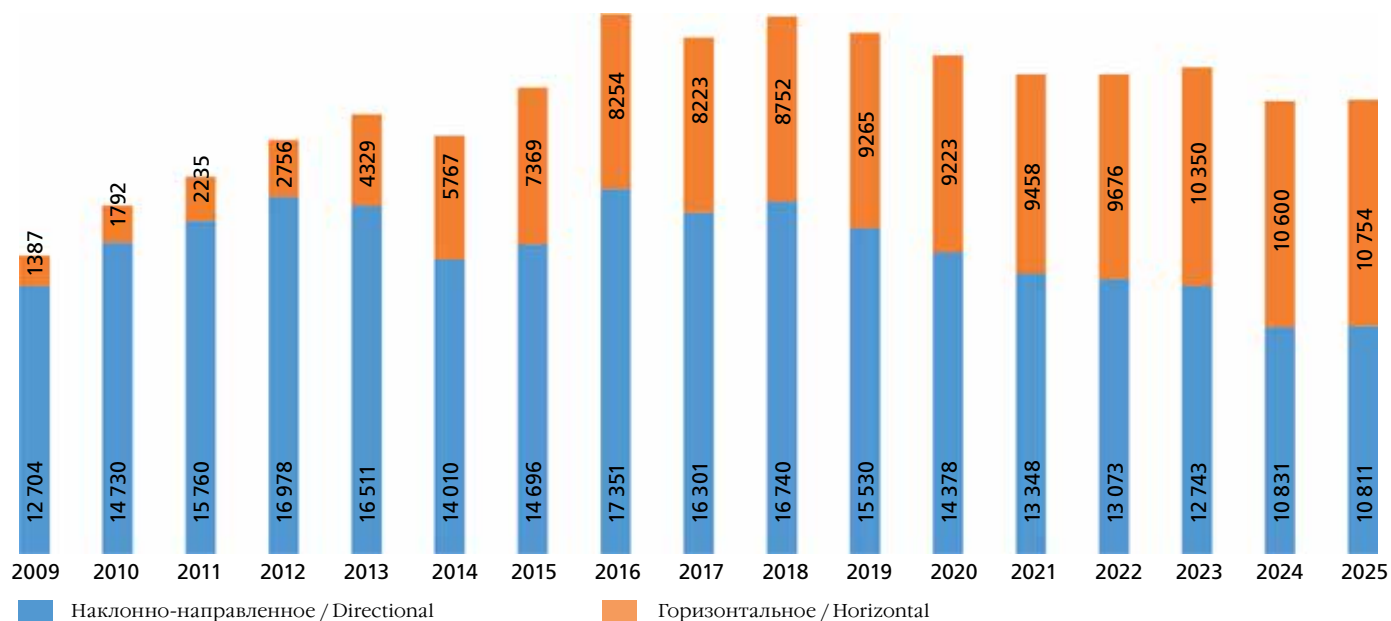


Рисунок 3 – График динамики объема бурения в России в физическом выражении в 2009–2025 годах, тыс. м (источник: анализ RPI)

Figure 3 – Graph of the dynamics volume drilling in Russia in physical terms in 2009-2025, thousand cubic meters (source: RPI analysis)

а проведение капитального ремонта подобных скважин практически всегда связано с применением колтюбинговой установки.

В прогнозе колтюбинговых операций можно выделить несколько ключевых моментов:

- Два пика – 2018–2019 года и рост после 2024 года. Первый связан с активной разработкой месторождений Мессояхского, Ванкорского кластеров и Большехетской впадины. Рост после 2024 года обусловлен прежде всего ростом потребности в операциях КРС на горизонтальных скважинах, а также активным этапом освоения месторождений на Ямале.

horizontal wells and carrying out major repairs of such wells is almost always associated with the use of coiled tubing unit demand may also be a growth factor.

A few key points can be identified in the forecast coiled tubing operations:

- The two peaks – 2018–2019 and the growth after 2024. The first relates to the active development of the Messoyakhskiy, Vankor clusters and Bolshekhetskaya sink. Growth after 2024 is due primarily to an increase in the CT operations requirements for horizontal wells, as well as an active stage of development of deposits on the Yamal Peninsula.

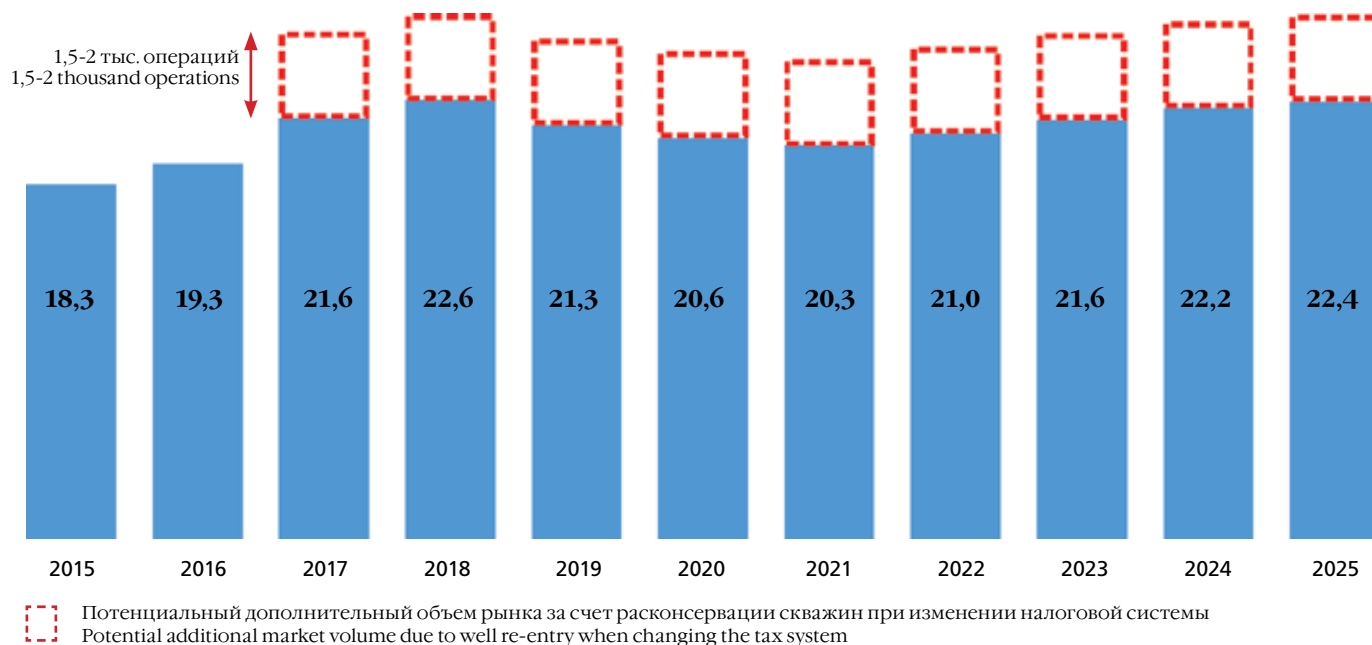


Рисунок 4 – График прогноза рынка колтюбинговых операций до 2025 года, тыс. операций (источник: анализ RPI)

Figure 4 – Graph of coiled tubing operations market forecast until 2025, thousand operations (source: RPI analysis)

- Важным фактором, который может значительно увеличить объем потенциального рынка колтюбинга, является наличие более чем 20 000 законсервированных скважин, но рентабельных в случае изменения налоговой системы в сторону налога с финансового результата. Преимущества применения ГНКТ в данном случае – это возможность вскрытия на депрессии и встроенный превентор, которые положительно влияют на эффективность операций. В таком случае этот сегмент станет большой перспективной нишей для колтюбинга, но так как в данном случае есть большая зависимость от государственной политики и большого набора неопределенных факторов, этот сегмент мы выделяем как возможный дополнительный к основному рынку.

Большинство компаний для выполнения колтюбинга привлекают специализирующиеся на операциях подобного рода нефтесервисные компании. Исключением является «Сургутнефтегаз», который все нефтесервисные подразделения, включая колтюбинговые, сохранил в своей структуре. «Сургутнефтегаз» большую часть ЗБС производит с помощью колтюбинга, а также делает более 100 операций в год по вскрытию пластов на депрессии.

Ремонты скважин с помощью колтюбинга распространены на месторождениях «Роснефти» с высокодебитными скважинами, например, на Приобском месторождении «Юганскнефтегаза» (ХМАО), где дебит скважин доходит до 300 т/сутки. На скважинах с дебитом менее 50 т/сутки компании предпочитают обходиться обычными бригадами.

С точки зрения пула заказчиков, их доли распределяются прежде всего в соответствии с объемами горизонтального бурения, а также количеством операций ЗБС. В качестве ключевого тренда можно назвать то, что есть вероятность, что скоро эта диаграмма будет окрашена в один цвет, поскольку происходит постоянное снижение количества игроков, в первую очередь за счет неорганических процессов в виде M & A с участием государственных компаний. Это одна из важнейших проблем российского нефтесервисного рынка в целом, так как такая консолидация неблагоприятно влияет на конкуренцию и, следовательно, эффективность в отрасли. ☉

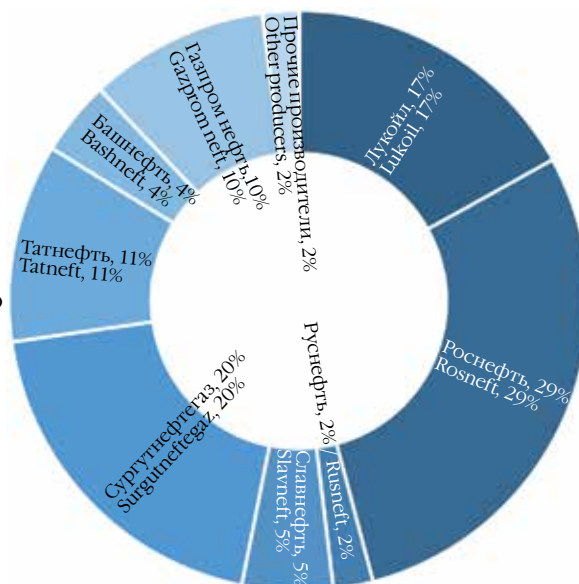


Рисунок 5 – График доли отдельных компаний на рынке колтюбинговых операций в 2015 году, тыс. операций от % суммарного количества операций (источник: анализ RPI)

Figure 5 – Graph of shares of individual companies in the coiled tubing operations market in 2015, thousands of transactions, % of the total number of operations (source: RPI analysis)

- An important factor that can significantly increase the potential of coiled tubing market is the presence of more than 20 000 suspended wells, but cost-effective in the case of changes in the tax system in the direction of tax on the financial result. The

advantages of using the CT in this case - it is an opportunity of opening to the depression, and the built-preventer, which have a positive effect on efficiency of operations. In this case, this segment will be a big promising niche for CT, but in this case, there is a high dependency on public policy, and a large set of uncertain factors. We highlight this segment as a possible addition to the main market.

Most of the companies involve specialized service companies to perform coiled tubing operations. The exception is "Surgutneftegaz", which all oil service units, including coiled tubing, are preserved in its structure. "Surgutneftegaz" produces most of the sidetracking using coiled tubing, as well as conducting more than 100 operations per year in formation drilling on depression.

Well workover using coiled tubing extended to "Rosneft" oil fields with high-debit wells, such as the Ob field "Yuganskneftegaz" (Khanty), where wells production rate comes to 300 tons/day. In wells with an output of less than 50 tons/day companies prefer to do the usual teams.

From the customers' viewpoint, the shares are distributed primarily in accordance with the amounts of horizontal drilling and sidetracking operations quantity. It is likely that this figure will soon be painted in one color, as there is a steady decline in the number of players in the first place by inorganic processes in the form of M & A involving state-owned companies. This is one of the most important problems of the Russian oilfield services market as a whole, since this consolidation of an adverse effect on competition and hence efficiency in the industry. ☉

Процесс роста доли горизонтального бурения будет одним из ключевых драйверов развития колтюбинговых операций.

The process of increasing of the share of horizontal drilling is one of the key drivers of coiled tubing operations development.

Российский рынок нефтепромыслового сервиса: текущее состояние и перспективы развития

Отчет состоит из следующих сегментов рынка:



- 1 Бурение нефтегазовых скважин
- 2 Гидроразрыв пласта
- 3 Зарезка боковых стволов
- 4 Колтюбинг
- 5 Текущий и капитальный ремонт скважин
- 6 Сейсморазведка
- 7 Геофизические исследования скважин
- 8 Перфорация скважин
- 9 Сопровождение горизонтального и наклонно-направленного бурения

Для заказа отчета
или за более подробной информацией
обращайтесь к ИВАНЦОВОЙ ДАРЬЕ

e-mail: Daria@rpi-inc.ru
телефон: + 7 (495) 502-5433 / + 7 (495) 778-9332
www.rpi-consult.ru

Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП без подъема ГНКТ на поверхность в России

Successful Implementation of 20 Stage Multistage Fracturing with CT in the Well in Russian Federation

С.А. ШЕСТАКОВ, А.В. БЕЛОВ, А.А. КОРЕПАНОВ, Д.А. ГАРЕНСКИХ, ООО «Газпромнефть-Ямал»; С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Анатолий КИЧИГИН, Константин БУРДИН, Виталий ВДОВЯК, «Шлюмберже»

S. SHESTAKOV, A. BELOV, A. KOREPANOV, D. GARENSKIKH, Gazpromneft-Yamal; S. SIMAKOV, Gazpromneft-NTC; A. KICHIGIN, K. BURDIN, V. VDOVYAK, Schlumberger

Компания «Шлюмберже» совместно с ООО «Газпромнефть-Ямал» впервые провела 20-стадийный ГРП без подъема ГНКТ на поверхность. На сегодняшний день закончены две скважины по данной технологии. Технология заканчивания МГРП «Premium Port + Jackal» позволяет оптимизировать процесс ГРП с использованием полнопроходных сдвижных муфт и включает в себя:

- Многоходовую муфту ГРП Premium Port (полнопроходная, с возможностью цементирования, позволяет проводить повторные открытия неограниченное число раз);
- Заколонные пакеры, активируемые давлением (предназначены для изоляции заколонного пространства между муфтами ГРП);
- Ключ-толкатель Harrier (предназначен для манипуляции муфтами ГРП и использования с ГНКТ/НКТ);
- Дополнительно механический пакер Jackal (опционально, применяется в случае невозможности закрыть один из портов). Спроектирован для многократного использования, активируется осевым перемещением ГНКТ в любом месте хвостовика, рассчитан на дифференциальное давление 680 атм.

Schlumberger and GPN-Yamal first time performed 20-stage fracturing with CT in the well. Two wells completed using that MSF technology. Technology «Premium Port + Jackal» optimizes fracturing process while utilizing shifted closable full bore sliding sleeves/ports and consist of:

- Reclosable CT Frac Sleeve (full bore cemented sleeve that could be opened/closed unlimited number of times)
- Open hole hydraulic packers that isolates zones in case of uncemented completion
- CT Shifting Tool Harrier (CT/tubing conveyed)
- Multistage Mechanical Packer Jackal (optional, could be used in case of inability to close one of ports). Resettable packer, could be activated in any part of liner with axial CT movements, 10 000 psi rated.

Возможность проведения селективного и повторного ГРП, а также выборочно закрывать порты при водо- и газопроявлениях

Относительно недавно в России начали применять компоновку хвостовика с использованием управляемых муфт ГРП.

Открываемые/закрывающиеся порты, компоновки с полнопроходным сечением (пример детального описания может быть найден в статье Колоды и коллег, 2015), управляемые с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Муфта ГРП спроектирована специально для осуществления различных видов стимулирования продуктивных горизонтов с возможностью неограниченного количества операций по открытию/закрытию порта. Сочетание карбид-вольфрамовых портов (отверстий) с большой площадью их проходного сечения позволяет закачивать через муфту жидкость с высокими расходами. Муфта состоит из корпуса со сквозными отверстиями и внутренней втулки, которая выполняет функцию так называемой двери. Втулка перемещается



Рисунок 1 – КНК ГНКТ для проведения МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»
Figure 1 – «Premium Port + Jackal» BHA

Opportunity to perform selective stimulations, close ports if gas/water breakthrough

Controlled ports completion has been introduced relatively recently to Russian operators.

Shifting port valves can be switched to different positions by means of the shifting tool run on the coiled tubing (for more information, refer to Koloda et al. 2015). Technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production, perform kick-off, put into production

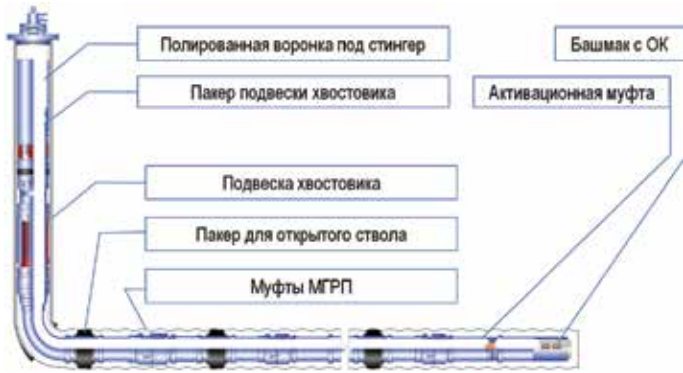


Рисунок 2 – Пример конструкции скважины при проведении МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»

Figure 2 – Example of well schematic while performing «Premium Port + Jackal» operation

внутри корпуса таким образом, что одно крайнее положение открывает отверстия корпуса, а другое крайнее положение закрывает. Кроме того, муфты оснащены набором специальных уплотнений, установленных между внутренней втулкой и корпусом. Данные уплотнения устойчивы к агрессивной среде и высоким температурам. Для того чтобы втулку можно было сдвигать ключом-толкателем, сделаны специальные фаски-углубления с обоих краев втулки.

Данная технология дает возможность проводить селективные, повторные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также при необходимости выборочно закрывать порты ГРП при водо- и газопроявлениях или различного рода исследованиях. Технология предусматривает сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, исключает необходимость разбуривания седел/шаров, позволяет проводить промывку скважины без дополнительных СПО ГНКТ, тогда как равнопроходной внутренний диаметр исключает ограничения по дальнейшим внутрискважинным работам. Отсутствуют какие-либо ограничения по количеству стадий ГРП в скважине. Причем порядок проведения стимуляции может быть выполнен по схеме 3-1-2 (нижний – верхний – средний). Необходимость использования такой последовательности может быть обусловлена потребностью минимизировать нахождение жидкости ГРП в наиболее проницаемом и перспективном горизонте (порт 2) и начать отработку скважины сразу же после проведения ГРП. Технология позволяет обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин, контроля зоны инициации трещины, ее размера и проводимости.

Комплексный подход к проведению МГРП без подъема ГНКТ

Технология «Premium Port + Jackal» подразумевает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра в колонне 114

and test of one or several zones. Multi-position sliding sleeves are designed in manner to withstand unlimited number of open/close cycles. Combination of tungsten carbide interior of ports and size of flow area allows achieving high flow rates during stimulation. Sliding sleeve consists of a body with through holes, and the inner sleeve, which functions as a “door”. The sleeve is moved within the housing so that at one end position the housing hole opens, and closes at the other end position. Furthermore, the seals between the housing and the inner sleeve maintains form the system integrity thus ensuring consistent and reliable operation during multiple manipulations over the life of a well. Inner sleeve is equipped with specially designed cavities that make it possible to manipulate ports with CT.

Such technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production, at the same time leaving an opportunity for operator to close ports if gas/water breakthrough identified or if well intervention/logging required. Technology provides operational time shortening, when there is no need in seat/ball milling, CT could be used immediately for well CO without additional runs, while full bore completion doesn't restrict any following well intervention, no limits in number of stages. Treatment could be done in 3-1-2 sequence (Upper zone-lower zone-middle zone). That could be required in order to reduce time that the stimulation fluids stay in the middle reservoir which has the highest porosity and permeability. That service enables maximized wellbore coverage and reservoir contact to increase production and recovery by achieving maximum control of fracture placement, sizing, and conductivity.

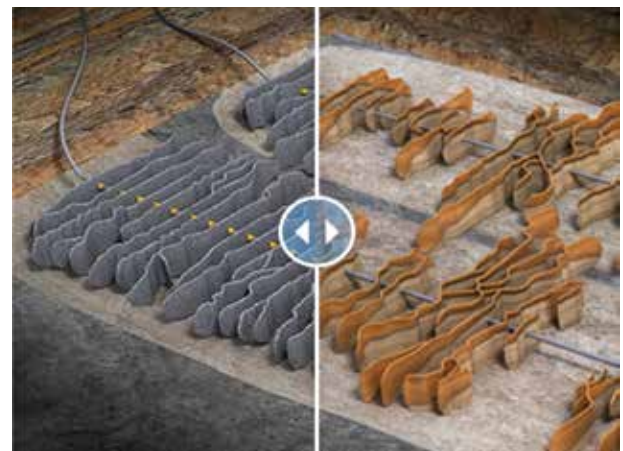


Рисунок 3 – Сравнение распределения трещин в горизонтальном стволе, слева технология «Premium Port + Jackal», справа стандартная технология МГРП
Figure 3 – Comparison of fractures distribution along horizontal well, left «Premium Port + Jackal», right standard MSF technology

Integrated approach in MSF with CT in the well

Technology «Premium Port + Jackal» implies full-bore liners 4.5” or 5.5” and can be used both in the

или 140 мм и может быть использована как в цементированном стволе, так и с разграничением стадий заколонными пакерами. Муфты активируются на ГНКТ с последующей закачкой ГРП по малому затрубью НКТ – ГНКТ, наличие специальной устьевого арматуры FracGuard позволяет производить совместный монтаж оборудования ГНКТ и ГРП.

Изоляция последовательных стадий может осуществляться путем закрытия предыдущей муфты ГРП. Таким образом, использование многоразового механического пакера Jackal возможно в качестве дополнительного инструмента в случае невозможности изоляции стадии ГРП путем закрытия муфты. Отличительной особенностью технологии является ее модульность и возможность открытия и закрытия муфты ГРП одним и тем же инструментом HARRIER tool в компоновке ГНКТ или НКТ. Таким образом, открытие может проводиться практически неограниченное количество раз и без подъема ГНКТ.

Основные преимущества технологии при условии предоставления комплексного сервиса по услугам заканчивания, ГНКТ и ГРП компании «Шлюмберге»:

- Обширный мировой опыт проведения МГРП по данной технологии и успешный опыт в РФ;
- Технологически практически неограниченное количество стадий ГРП;
- Возможность детального выбора точек инициации трещин ГРП в случае установки в цементированном хвостовике;
- Наличие равнопроходного хвостовика, в случае заканчивания со сдвижными муфтами ГРП – отсутствие необходимости разбуривания седел/пробок ГРП;
- Возможность проведения селективного повторного ГРП. Рефрак в ранее не стимулированных зонах;
- Наличие устьевого оборудования FracGuard, позволяющего производить ГРП без подъема ГНКТ из скважины;
- Возможность записи забойных давлений на автономный прибор при проведении ГРП;
- Углубленная оценка рисков и комплексный подход к подготовке совместного плана работ (Заканчивание + ГНКТ + ГРП), как результат – минимизация рисков при проведении работ;
- Совместимость оборудования (пример: совместимость типоразмеров забойного и устьевого оборудования по всем трем сервисам; вывод необходимых параметров с ГНКТ в ГРП и обратно и пр.);
- Возможность быстрого согласования изменений в процессе работ между всеми тремя сервисами (результат: уменьшение времени выполнения работ);
- Оптимизация использования вспомогательного оборудования на кустовой площадке (АКН, ЦР, ППУ, ЦА, АДПМ и пр.)



Рисунок 4 – Специальная устьева арматура FracGuard

Figure 4 – Specially designed FracGuard WHCT protector

cemented or uncemented options. Sleeves are activated with CT with following stimulation through CT-frac string annulus. Presence of special FracGuard tree saver allows simultaneous rig-up of coiled tubing and fracturing equipment.

Isolation of consecutive stages could be performed by closing of previous sleeve. Thus, the resettable mechanical packer Jackal could be used as an additional tool in the case of the impossibility of isolation fracturing stage by closing the sleeve. A distinctive feature of the technology is its modularity and the ability to open and close the sleeve with the same HARRIER tool CT or tubing conveyed. Thus, the opening/closing cycles could be carried out unlimited number of times without additional CT runs.

The main advantages of the technology achieved by coordinating multiple services (completion, coiled tubing and fracturing) into one offering by Schlumberger:

- Are extensive international experience of MSF with this technology and successful experience in the Russian Federation
- Are technologically unlimited number of frac stages
- Possess an ability to select detailed Fracture initiation points in case of utilizing of cemented liner
- Have fullbore construction - no need for drilling seats/balls
- Give the possibility of selective re-fracturing in previously unstimulated zones
- Have a FracGuard wellhead CT protector, allowing to produce fracturing without CT POOH to surface
- Demonstrate ability to record BHP with memory gauges while hydraulic fracturing
- Undertake in-depth risk assessment and integrated approach in the preparation of a joint work plan

Описание работ по технологии

«Premium Port + Jackal»

Работы ГНКТ при технологии «Premium Port + Jackal» можно разделить на несколько технологических этапов:

- СПО № 1 – Шаблонировка/Фрезерование (опционально);
- СПО № 2 – Очистка ствола скважины шламоуловителем (опционально);
- СПО № 3 – Оперирование премиум-портами, ГРП;
- Без пакера Jackal: тест на герметичность -> открытие порта -> тест на приемистость -> ГРП -> закрытие порта -> промывка -> открытие следующего порта;
- С пакером Jackal (опционально): открытие порта -> посадка пакера -> тест на приемистость -> ГРП -> перепосадка пакера выше порта -> промывка -> открытие следующего порта;
- СПО № 4 – Освоение/Промывка (опционально)

Компоновка низа колонны ГНКТ при выполнении работ «Premium Port + Jackal» представляет собой модульную систему, включающую в себя основные компоненты и те, которые могут быть включены в КНК опционально (пример КНК для колонны 114 мм приведен на рис. 6). Так, основными компонентами КНК являются:

- Соединитель;
- Разъединитель/Аварийный циркуляционный порт;
- Ключ Harrier;
- Промывочная насадка.

Опциональные компоненты:

- Центратор;
- Ясс/акселератор;
- Агитатор;
- Забойный датчик давления;
- Пакер Jackal с циркуляционным портом.

Ключ-толкатель, представленный на рис. 6, активируется потоком жидкости, которая, проходя через форсунку-штуцер, приводит в активное положение специальные спаренные штифты, расположенные с фазировкой в 120 градусов. Принцип работы заключается в следующем: ключ-толкатель спускается ниже управляемого порта ГРП. Производится закачка техжидкости через ключ-толкатель на циркуляцию, что позволяет активировать специальные штифты, выдвигающиеся из тела инструмента. Затем производится перемещение ключа-толкателя через управляемый порт ГРП снизу-вверх, при его прохождении через муфту порта ГРП происходит зацепление ключа, и муфта порта ГРП сдвигается в положение «открыто», после открытия муфты штифты выходят из зацепления и не цепляются при повторном прохождении через муфту в данном направлении. Аналогично происходит его закрытие движением сверху вниз.

Необходимый диаметр форсунки инструмента определяется на поверхности перед проведением

(Completion + CT + Stimulation), resulting in minimizing of risks at work

- Provide hardware compatibility (example: compatibility of dimension-types of downhole and wellhead equipment for all three services, compatibility of main job parameters acquisition systems)
- Show ability to apply any management of change in quick and safe manner during operation, agreed with all three services (result: a reduction of operational time)
- Reduce operational footprint by utilizing integrated planning approach



Рисунок 5 – Совместное размещение оборудования ГНКТ, ГРП на кустовой площадке при проведении операций по технологии «Premium Port + Jackal»

Figure 5 – Wellsite layout while performing «Premium Port + Jackal» operations

Description of work flow for «Premium Port + Jackal» technology

CT works with Premium Port + Jackal technology can be divided into several process steps:

- RUN#1 – Drifting/Milling (optional)
- RUN#2 – Cleaning wellbore with junk basket (optional)
- RUN#3 – Operating Premium ports, hydraulic fracturing
- Without packer Jackal: integrity test -> opening port -> injection test -> stimulation -> port closure -> CO -> opening the next port
- With packer Jackal (optional): opening port -> setting of packer -> injection test -> stimulation -> resetting of packer above the port -> CO -> opening the next port
- RUN#4 – Nitrogen lifting/final CO (optional)

CT bottomhole assembly (BHA) for «Premium Port + Jackal» operation is a modular system that includes the basic components and components that can be included as optional (BHA sample for 4.5” liner shown in Fig. 6). So the main components of the BHA are:

- Connector
- Disconnect/ Emergency circulation port

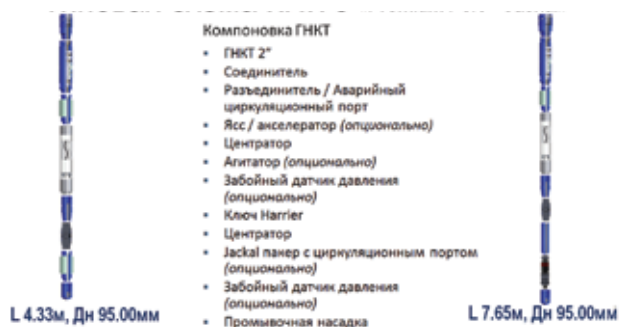


Рисунок 6 – Пример КНК для колонны 114 мм по технологии «Premium Port + Jackal», слева без пакера, справа с пакером Jackal (опционально)

Figure 6 – Example of BHA schematic for 4.5" casing, left without packer, right with packer Jackal (optional)

спуска компоновки. Для этого производится циркуляционный тест на различных расходах жидкости с записью циркуляционного давления; определяется минимальный расход/ожидаемое рабочее давление, необходимое для активации штифтов ключа-толкателя. При осуществлении манипуляций по открытию/закрытию премиум-портов ГРП основным индикатором зацепления штифтов ключа-толкателя является датчик весовой нагрузки на поверхности. Например, в момент открытия наблюдается продолжительная затяжка веса. Далее проводится несколько контрольных проходов ГНКТ для подтверждения отсутствия зацепления с последующим тестом на приемистость (в случае открытия) или на герметичность (в случае закрытия всех портов ГРП).

При проведении работ подобного рода важную роль играют подготовительные работы и логистическое обеспечение.

Первостепенной задачей при подготовке является выбор диаметра ГНКТ. Для этих целей был использован симулятор действующих сил на ГНКТ. Данный модуль позволил спроектировать колонну ГНКТ, которая могла быть спущена на максимальную глубину. При проектировании ГНКТ были учтены следующие факторы:

- Жесткость трубы на изгиб, которая позволила предупредить преждевременное спиральное загибание, была увеличена за счет применения темпированной трубы диаметром 2 дюйма и максимальной толщиной стенки 5,18 мм в верхней секции.
- ГНКТ с пределом текучести в 620 МПа соответствовала рабочим параметрам.
- Оптимальные толщины стенок ГНКТ и ее размеры от 50,8 мм x 3,175 мм до 50,8 мм x 5,18 мм с большими по толщине секциями на участках с наибольшим напряжением.

С одной стороны, выбор ГНКТ 50,8 мм был сделан с учетом значительного горизонтального участка скважины и, с другой стороны, был проведен анализ скорости потока в малом

- Harrier shifting tool
- Bull nozzle

Optional components:

- Centralizer
- Jar/accelerator
- Agitator
- Downhole pressure gauge
- Jackal packer with a circulation port

Shifting tool shown at pic.6 activates by pumping fluid at the predetermined rate which triggers the extendable latches (phased 120 deg). The bottomhole assembly is the picked up (to shift open) or lower down (to shift close) to engage the valve sleeve. The nozzle selection is performed during function test at surface by doing circulating test and recording pumping rates vs. circulating pressures; then the required pumping rates and expected surface pressure are determined to activate the shifting tool latches. Coiled tubing surface weight change is used as a main indicator during shifting. During picking up CT (shift to open position), the overpull is observed at surface. Then the pumping rate is reduced and the tool is run below the valve following by increasing the pumping rate expands the latches following by CT pick up. This is done several times to verify that the sleeve is shifted to the desired position. Injectivity test is then performed (to verify the premium-port is shift in open position) or pressure integrity test (if all the valves are switched to close position).

While performing such type of jobs it's important to pay attention to the preparation and possible logistic constrains.

The primary objective of design phase is correct determination of required coiled tubing size. CT tubing forces simulator was used for accurate CT design. That module allowed making a coiled tubing design to

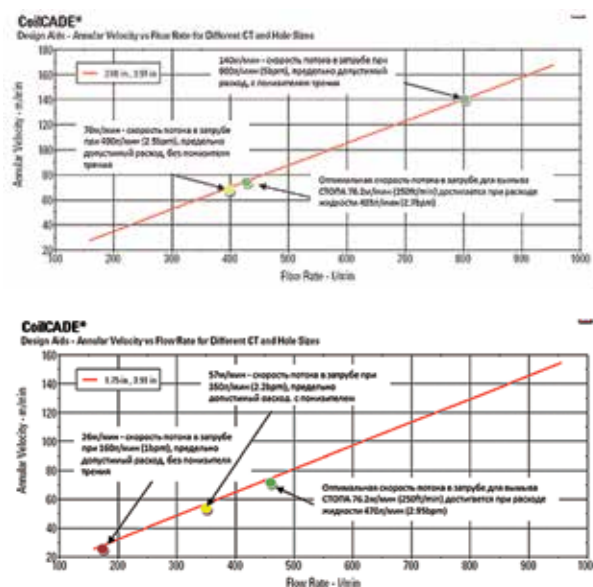


Рисунок 7 – Пример анализа скорости потока в малом затрубье ГНКТ/НКТ для типовой скважины, сверху вниз, для ГНКТ 1.75" 44,45 мм, для ГНКТ 2" 50,8 мм
Figure 7 – Example of annular flow velocity analysis for standard well, top to bottom, for 1.75" CT, for 2" CT

затрубке ГНКТ/НКТ, необходимого для вымыва «СТОПа». Результаты расчетов в программе (рис. 7) показали, что оптимальная скорость потока в затрубке для вымыва проппанта 16/30 и меньшей фракции 76,2 м/мин (250 ft/min) при использовании ГНКТ 1.75" 44,45 мм достигается при расходе жидкости 470 л/мин (2.95 bpm), а при использовании ГНКТ 2" 50,8 мм достигается при расходе жидкости 435 л/мин (2.7 bpm).

Как отмечалось ранее, одним из критичных факторов при проведении планирования работ с ГНКТ должен быть детальный расчет и выбор оптимальных решений по задаче доставки ГНКТ в скважину с большим отходом от вертикали, таких как: оптимальная толщина стенок и диаметр ГНКТ, понизитель трения, выпрямление трубы, забойные вибраторы, изменение плавучести трубы, прокачка жидкости различной плотности.

Модульность системы КНК при выполнении работ «Premium Port + Jackal» позволяет включать в состав КНК в том числе забойные вибраторы. Так, на одной из скважин со сложным профилем (рис. 8), с длиной горизонтального участка более 1000 м расчет усилий на забое перед работой показал необходимость использования агитатора (вибратора), что позволило на стадии планирования включить его в компоновку и достичь забоя без использования дополнительных средств доставки инструмента на забой.

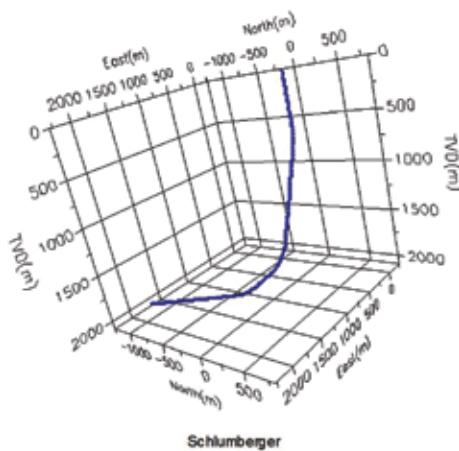


Рисунок 8 – 3d-инклинометрия типовой скважины в РФ

Figure 8 – 3d bore survey for standard well in RF

Во время первого СПО ГНКТ после заканчивания скважины был подтвержден стандартный коэффициент трения, совпадение фактического и прогнозного весов ГНКТ подтвердили возможность достижения забоя скважины с ГНКТ 50 мм без запираания (рис. 9а). Однако после освоения скважины, после выхода пластовых флюидов, коэффициент трения повысился, что привело к осложненному доходу ГНКТ до забоя с запираанием на последних 250 м (рис. 9б). Таким образом, при последующих СПО после освоения скважины в забойную компоновку был добавлен агитатор.

achieve maximum reach in particular wells. A number of important criteria were satisfied when designing the CT string:

- Pipe bending stiffness, which postpones helical buckling, was increased by using 2-in. CT with maximum wall thickness (WT) of 0.204-in. in the uppermost section.
- The chosen CT string yield limit (90,000 psi) was inside the operational edge.
- Optimum taper and pipe size of 2 in. x 0.125 to 2 in. x 0.204 in. was chosen.

On the one hand, chose of 2" CT has been made in view of the long horizontal section of the well and, on the other hand, it was carried out the analysis of the flow rate in the small annulus CT/tubing needed for CO in case of SO. Software results (Fig. 7) showed that the optimal flow rate for CO the annulus from 16/30 proppant fraction with annular velocity of 250 ft/min in case of using 1.75" CT could be achieved at 2.95 bpm, and using 2" CT is achieved at a flow rate of fluid 2.7 bpm.

As it was stated earlier, it is important to foresee necessity of using of all available methods of getting

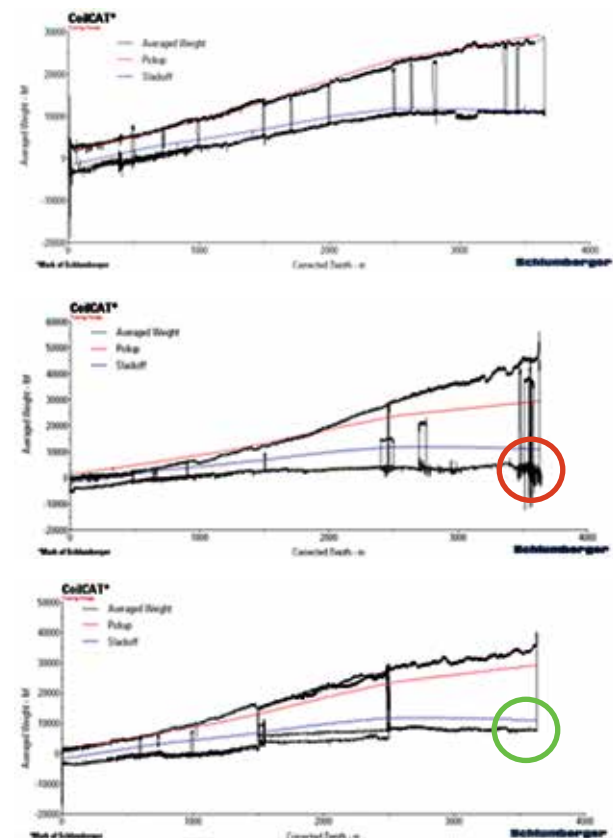


Рисунок 9 – Показания индикатора веса ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal», сверху вниз: а) СПО № 1 после заканчивания скважины; б) СПО после освоения скважины без агитатора; в) СПО после освоения скважины с агитатором

Figure 9 – Weight indicator plot during «Premium Port + Jackal» operation, from top to bottom a) RUN #1 after well completion, b) RUN after N2 KO without agitator, c) RUN after N2 KO with agitator

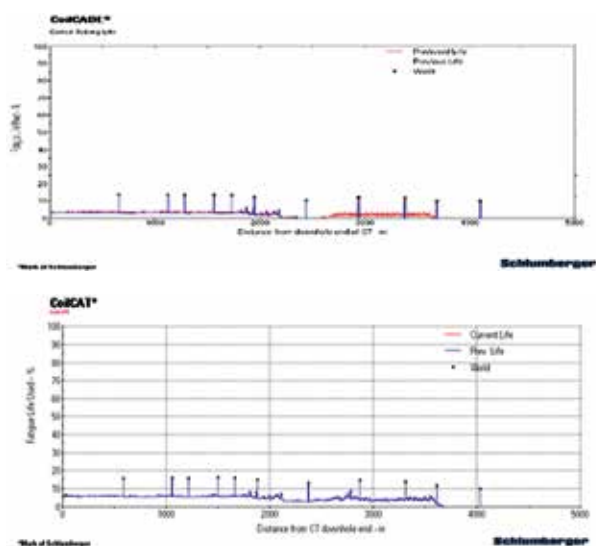


Рисунок 10 – Усталостный износ ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal», сверху вниз: а) прогнозный усталостный износ ГНКТ, б) фактический усталостный износ ГНКТ

Figure 10 – CoiLIFE plot during «Premium Port + Jackal» operation, from top to bottom a) Predicted CoiLIFE, b) actual CoiLIFE

Образец № в порядке отдаления от ЮЖ к поверхности	Номинальная толщина стенки секции	Минимальная толщина стенки секции	Максимальный процент износа стенки секции
№1 (См)	3 175 мм	3 07 мм	3,3%
№2 (См)	3 175 мм	3 10 мм	2,4%
№3 (См)	3 175 мм	3 12 мм	1,7%
№4 (См)	3 175 мм	3 15 мм	0,8%
№5 (См)	3 175 мм	3 18 мм	0%
№6 (См)	3 175 мм	3 13 мм	1,4%
№7 (См)	3 175 мм	3 18 мм	0%
№8 (См)	3 175 мм	3 18 мм	0%

Рисунок 11 – Фактический эрозионный износ ГНКТ при проведении работ «Premium Port + Jackal»

Figure 11 – Actual CT erosive wear after «Premium Port + Jackal» operation

На графике (рис. 9с) видно, что ГНКТ до забоя доходит без запирания за счет работы агитатора на последних 250 м даже при повышенном коэффициенте трения.

Следующей задачей при анализе применения ГНКТ должна быть оценка износа трубы ГНКТ в процессе выполнения работ. Интегрированная система анализа износа трубы ГНКТ Шлюмберге CoiCADECoiLife позволяет точно предсказать усталостный износ ГНКТ (рис. 10), а комплексный подход к выполнению работ, в свою очередь, позволяет снизить как усталостный, так и эрозионный износ ГНКТ. Так, после выполнения 20-стадийной работы износ трубы в месте наибольшего абразивного эффекта (забойная часть ГНКТ) составил не более 3,3% (рис. 11).

Опыт применения технологии «Premium Port + Jackal» в Российской Федерации

С течением времени российские нефтегазодобывающие компании предъявляют

additional reach (optimal taper and CT pipe size, friction reducers, straightening, downhole agitators, buoyancy reduction, flowing fluid.

Modular BHA system when working with «Premium Port + Jackal» system allows including number of additional modules such as agitators. For one of the well with a complex profile (Fig. 8) and horizontal section length of more than 1000 m, TFM calculation showed the need of agitator (vibrator) usage. Usage of which allowed to reach TD without utilizing any other methods of getting additional reach.

During the first CT run after well completion standard coefficient of friction (FC) was confirmed, matching of predicted and actual weight indicator data confirmed the possibility of reaching TD with 2” CT without lockup (Fig. 9). However, after nitrogen kick-off and well flowing FC increased, which led to complications in reaching TD locking in the final 250 m (Fig. 9b). Thus, during subsequent CT run after nitrogen kick-off agitator was added to BHA.

The graph (Fig. 9c) shows that the CT easily reaching TD without lock up with indication of agitator working during last 250 m, even with increased FC.

Another object of the analysis of the use of CT should be assessment of potential CT wearing during operation. Integrated Schlumberger CT wear analysis system CoiCADECoiLife can accurately predict the fatigue CT wear (Fig. 10), and an integrated approach to the work, in turn; helps reduce both fatigue and erosive wear of CT. Therefore, after a 20-stage fracturing job CT wear

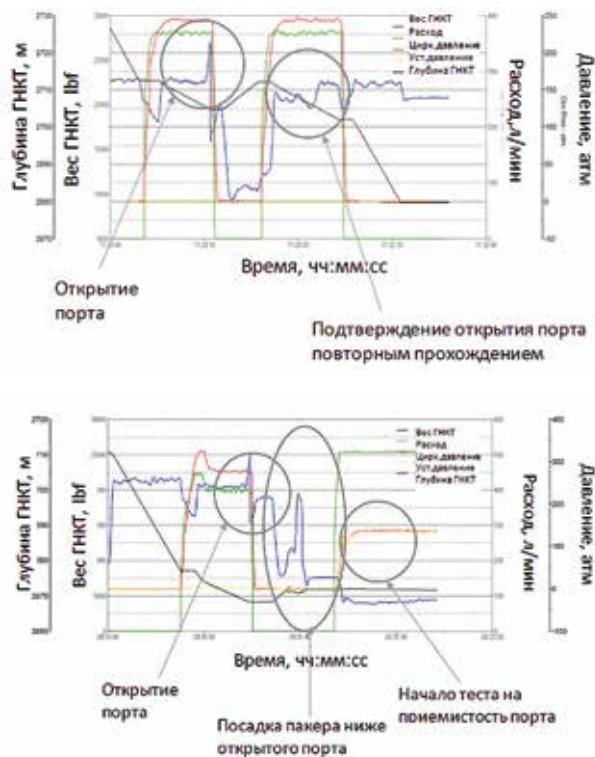


Рисунок 12 – График основных показателей ГНКТ при оперировании Premium Port, сверху вниз применения пакера Jackal, с применением пакера Jackal
Figure 12 – CT operational plot during operating of Premium Port, from top to bottom without Jackal packer, with Jackal packer

все больше требований к техническим и технологическим параметрам МГРП, где не последнюю роль играют количество стадий, длина горизонтальной части скважины, возможности повторного ГРП и управления интервалами/портами для отсечения обводненных интервалов после ввода ее в эксплуатацию.

На конец 2016 года на территории Российской Федерации проведено две опытно-промышленные работы по технологии МГРП «Premium Port»:

- Число стадий/портов без смены инструмента – 20 шт.;
- Масса пропанта без смены инструмента – 120,5 тонны;
- Кол-во СТОПов отмыто без дополнительного СПО – 2 стадий/портов;
- Максимальное количество ГРП в сутки – 6 стадий.

Данный опыт показал применимость и экономическую эффективность данной технологии, особенно в скважинах, где требуется значительное количество стадий ГРП, возможны в будущем прорывы воды/газа или требуются повторные ГРП. ☉

DH did not reach more than 3.3% (Fig. 11).

Experience of «Premium Port + Jackal» technology application in Russian Federation

Over the time, Russian oil and gas companies are making more demands for technical and technological aspects of MSF, where determinant factors became number of stages, length of horizontal part of the well, possibility to re-frac and open/close ports after well put into production.

At the end of 2016, two wells completed at Russian Federation with «Premium Port + Jackal» MSF technology:

- Number of stages/ports without change of BHA – 20 ea
- Proppant quantity without change of BHA – 120.5 t
- Number of SO cleaned out without additional CT run – 2 stages/ports
- Maximum frac stages per 24 hours – 6 stages/ports

This experience has shown the applicability and cost-effectiveness of this technology, especially in the well where a significant number of frac stages required, possible water / gas breakthroughs, or wells that could require re-frac in future. ☉

«Время колтюбинга. Время ГРП» – научно-практический журнал о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе

По версии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейшего в России профессионального форума для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования. Программа технических секций конференции традиционно фокусируется на самых передовых технологиях.

Интернет-портал www.cttimes.org стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» распространяется по подписке, путем адресной рассылки, на тематически родственных международных конференциях и выставках в России, Европе, Азии и Америке.

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП





25 лет содействуем развитию
нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посещений



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru



Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015

Организатор
Группа компаний ITE



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

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

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

Contact information

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

www.icota-russia.ru



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

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

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ИСОТА-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





XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ



www.rpi-conferences.com

ОРГАНИЗАТОР



2017

18-19 мая,
Москва, «Балчуг Kempinski»

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!

**СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ
ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ**



НОВОЕ!

Технический семинар
«Проектирование,
строительство и
эксплуатация наземных и
подводных трубопроводов:
технологические вызовы
сегодняшнего дня»



Освоение шельфа южных,
арктических и
дальневосточных морей:
перспективы
нефтегазоносности
месторождений,
опыт реализации проектов,
проблемы и пути
их решения



2,5 года санкций для
нефтегазовой отрасли
РФ – первые итоги
импортозамещения.
Оборудование и
технологические решения
для реализации шельфовых
нефтегазовых
проектов



Экономические и нормативно-
правовые аспекты
освоения месторождений
на шельфе РФ. Как
достичь экономической
эффективности проектов
в современных российских
условиях и снизить
риски?

14

ЛЕТ

ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ
ОТРАСЛИ,
ежегодно
проходящему
при поддержке
ПАО «ГАЗПРОМ»

130+

ВЕДУЩИХ
ИГРОКОВ
ОТРАСЛИ

30+

АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

Введение

Последние несколько лет нефтегазодобывающие компании в большом количестве проводят многостадийные гидроразрывы пласта (МГРП) в скважинах с горизонтальным заканчиванием. Со временем многие скважины требуют повторной стимуляции в связи со снижением дебитов. И здесь встает остро вопрос о проведении повторных ГРП и выборе технологий, которые позволят проводить это эффективно, быстро и менее затратно для заказчика.

Текущий фонд скважин, на которых проводился МГРП, требует особого подхода в случае повторного ГРП, так как необходимо проводить селективную стимуляцию именно тех интервалов, на которых повторный ГРП будет эффективен. Где требуется точечная стимуляция с возможностью изоляции нестимулируемых перфорированных интервалов.

Технологии по МГРП так же широко применяются в компании **ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»** и необходимость в проведении повторных ГРП стоит не менее остро. В связи с этим «Славнефть» и **ООО «ЕВС»** совместно с «**NCS Multistage Unlimited**» в 2016 году провели опытно-промышленные работы (ОПР) по технологии повторного ГРП «**SpotFrac**» на скважинах действующего фонда.

Общая информация о технологии «SpotFrac»

Система «**SpotFrac**» является эксклюзивной разработкой «**NCS Multistage Unlimited**» (официальным дистрибьютором которого в Российской Федерации является **ООО «ЕВС»**). Это быстрый и экономичный способ восстановить дебит скважины путем повторного ГРП непроизводительных участков и добавлением новых стадий ГРП, где необходимо. Спущенная на НКТ система может перфорировать, изолировать и стимулировать несколько интервалов за одну спуско-подъемную операцию.

Ключевые характеристики:

- Добавление новых интервалов для ГРП посредством проведения ГПП (гидропескоструйная перфорация).
- Точечная подача минимизирует расход жидкости и требуемую скорость закачки.
- Устройства отклонения потока не нужны.
- Чтобы установить/снять пакер и сменить режимы перфорации и ГРП, необходимо только одно движение НКТ вверх/вниз.
- Не нужно сбрасывать или прокачивать шары.
- Система выравнивания давления

Прогрессивный опыт проведения селективного повторного ГРП по технологии «SpotFrac»

Progressive Experience for Selective Re-fracturing with SpotFrac Technology

А.В. БАЙРАМОВ, А.Н. МЫРКО, Ф.В. БЕЛЯЕВ, Д.В. МИНДЕРОВ, ООО «ЕВС»; С.А. ИЛЬИЧЕВ, А.С. ВОЛКОВ, ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»

A. BAIRAMOV, A. MYRKO, F. BELYAEV, D. MINDEROV, EWS; A. ILICHEV, A. VOLKOV, Slavneft-Megionneftegaz

Introduction

In the last few year oil and gas production companies perform big amount of multistage fracturing operations in horizontal wells. With time, most of the wells required repeated stimulation due to decrease of production. And here the question arises for refracturing operations and selection technology which will be efficient, quick and less expensive for the client.

Current well stock, in which the MSF was performed (Multistage fracturing), require a special approach in case of re-fracturing, since it is necessary to selectively stimulate precisely the intervals, in which re-fracturing will be effective. Where pin point stimulation with possibility isolation is required, one does not stimulate perforated intervals.

MSF technology is also widely used in **Public Company "Slavneft-Megionneftegas"** and the necessity re-fracturing operations is not less acute.

In 2016 due to this **Public Company "Slavneft-Megionneftegas"** and **"EWS" LLC** together with «**NCS Multistage unlimited**» conducted pilot projects of re-fracturing the existing wells by «**SpotFrac**» technology.

General information about «SpotFrac» Technology

«**SpotFrac**» system is an exclusive development of «**NCS Multistage Unlimited**» (the official distributor in Russian Federation is **"EWS" LLC**). This is a quick and economically profitable way to restore the well production by re-fracturing ineffective intervals and adding new frac stages where it is required. Run on tubing, system can perforate, stimulate and isolate several intervals though one round-trip operation.

Key Features:

- Adding new intervals for fracturing by performing SJP (sand jet perforation).
- Spot feeding minimizes the flow rate and the required rate of injection.
- No need in any tool for flow diversion
- To set/unset the packer and change perforating/frac

собственной разработки для легкой распаковки инструмента.

- Глубина инструмента коррелируется при помощи уникального неразъемного локатора муфт.
- Гидравлический держатель стабилизирует верхнюю часть компоновки во время работы.

Принцип работы

Для повторной стимуляции существующих перфорированных участков или открытых портов МГРП изолирующая часть компоновки размещается таким образом, чтобы охватить всю зону перфорации. После посадки пакера происходит открытие порта ГРП на инструменте. После полной изоляции обрабатываемого участка производится ГРП по НКТ. После завершения ГРП движением НКТ вверх выравнивается давление в НКТ и ниже пакера, порт ГРП закрывается, и пакер возвращается в исходное положение. Далее компоновка «SpotFrac» перемещается на следующий участок, который нужно простимулировать.

Особенности технологии

В отличие от химического потокоотклонителя, механическая изоляция позволяет быть уверенным в точечной стимуляции определенного интервала. Легко и быстро можно добавить новые участки, используя патрубок для ГПП. С помощью компоновки «SpotFrac», расположенной на необходимом участке, до того как установлен пакер, абразивная смесь прокачивается по НКТ через сопла для перфорации. Обычно уходит от 8 до 12 минут для прорезки ОК, цемента и породы. Затем пакер устанавливается для изоляции участка и производится ГРП так же, как и при рестимуляции действующих зон.

Поставленная задача

Для проведения работ по повторному ГРП были отобраны 2 кандидата – скважина № 1 и скважина № 2, на которых ГРП были проведены в 2014 году, но, несмотря на снижение дебитов, имели хороший потенциал для получения дополнительной добычи. Обе скважины были изначально закончены с шаровыми муфтами ГРП и требовали подготовки для спуска компоновки «SpotFrac». Для подготовки скважины к проведению работ был выполнен комплекс мероприятий силами бригады ГНКТ (скважина № 1) и бригады КРС (скважина № 2). Были выполнены работы по очистке и шаблонированию ствола скважины при помощи бригады ГНКТ и комплекс работ по фрезерованию муфт ГРП и шаблонированию ствола скважины при помощи бригады КРС.

В скважине № 1 были выполнены 3 спуско-подъемные операции инструмента в скважину. ►

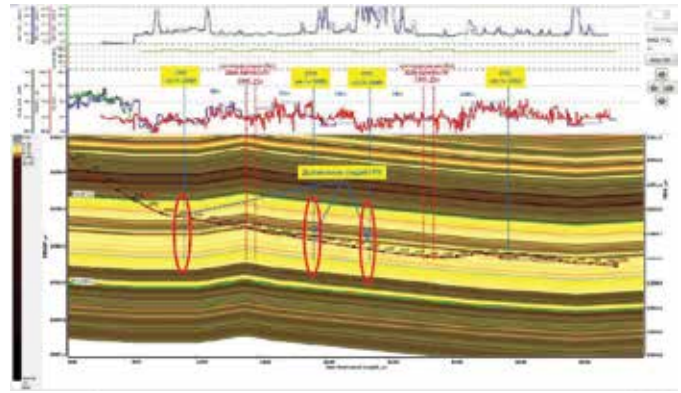


Рисунок 1 – Планируемые интервалы для повторного ГРП в скважине № 1

Figure 1 – Planning zones for refracturing in well No.1

- modes you need only one motion tubing up / down.
- No need to drop orpump balls.
- Pressure equalization system of proprietary design for easy release of packer.
- The depth of the tool is correlated with a help of unique one-piece collar locator.
- Hydraulic holder stabilizes the upper part of the assembly during operation.

Operations

For re-stimulation of existing perforated intervals or open ports MSF completion, isolating part of the assembly is positioned, so it could cover the perforated area. After setting the packer, frac port on the tool will open up. When the interval is isolated, fracturing is performed down the tubing. When frac is done, moving tubing up equalizes pressure, closes frac ports, and returns packer to its original position. Then, the «SpotFrac» assembly is moved to the next zone, which needs to be stimulated.

Features of technology

Unlike chemical flow diverters, mechanical insulation helps to ensure a spot stimulation of certain interval. New zones could be added easily and quickly using sub for SJP. With «SpotFrac», assembly positioned at the desired interval, before the packer is set, the abrasive mixture should be pumped through tubing perforating through nozzles. It usually takes 8 to 12 minutes to cut the casing, cement and rock. Then the packer is set to isolate the section and fracturing is performed the same way as the re-stimulation intervals.

The objective

For the operation of re-fracturing, 2 candidate wells have been selected - №1 and №2, on which in 2014 MSF had been done, but in spite of decrease of production, there was a good potential for additional production. Both wells were completed with ball drop completion and it was required primarily to prepare well for «SpotFrac» operations. To prepare well for performing works, a complex of operations was carried out by CT fleet (well №1) and workover team (well №2). CT fleet has carried out cleanout and reaming of the wellbore, Workover team performed milling of the frac sleeves and reaming of the wellbore.

On well №1–3 round trips of the tool were performed. ►

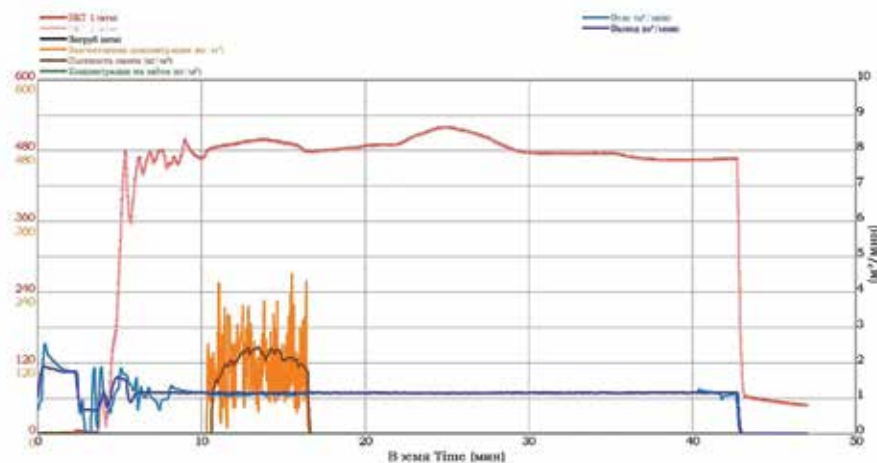


Рисунок 2 – Проведение ГПП первого интервала на скважине № 1

Figure 2 – Sand-jet perforation first zone on well №1

Таблица 1 – Рабочие параметры ГПП на скважине № 1

Table 1 – Working fracturing parameters on well №1

№ стадии/ stage	Макс. расход смеси, м³/мин Max mixture rate m³/min	Среднее давление ГПП, атм. Average frac pressure, atm	Объем пропантанта, т Volume of proppant, tn
1	3,0	270	28
2	3,0	320	24,6
3	3,0	276	25

При каждой СПО была проведена ГПП с последующим проведением ГРП.

В скважине № 2 за одну СПО инструмента «SpotFrac» на НКТ бригадой КРС были выполнены последовательно 3 стадии ГПП с последующим ГРП.

Результат и выводы

Повторная стимуляция в скважинах № 1 и № 2 с применением технологии повторного ГРП «SpotFrac» позволила значительно увеличить среднесуточный дебит скважин и привлечение в разработку дополнительных интервалов нефтенасыщенных пропластков, не задействованных ранее. А применение новых технологий позволило провести операции в скважинах со сложной конструкцией и геолого-техническими условиями. Основным аспектом данной технологии является увеличение времени эксплуатации и скважины, а также увеличение коэффициента нефтеотдачи пласта.

Результаты проведения данных скважино-операций позволяют говорить о выходе на новый уровень направленного/точечного повторного ГРП, что позволит в будущем «восстановить» уровень добычи в скважинах, на которых в последние несколько лет проводились многостадийные ГРП. ☉

During every trip, SJP was performed, followed by fracturing.

On well №2 through one round trip of «SpotFrac» tool on tubing, Workover team has carried out successively 3 stages of SJP followed by fracturing.

Like when performing works on well №1, isolation of intervals was produced by sealing elements of «SpotFrac» tool.

Results and Conclusions

Re-stimulation of wells №1 and №2 using re-frac technology «SpotFrac» allowed to greatly increase average daily production rate of wells. The application of new technologies, as well as successful performing of re-fracturing works allowed to carry out operations in wells with complicated design and geologic specifications. The main

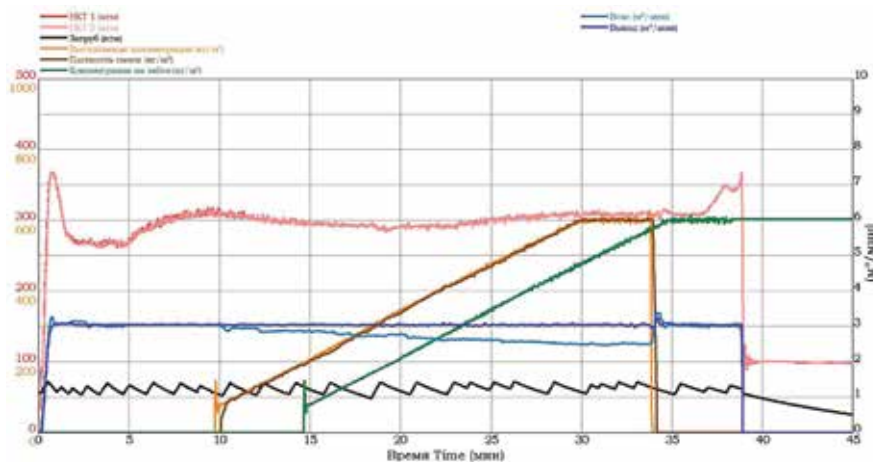


Рисунок 3 – Проведение ГРП первого интервала на скважине № 1

Figure 3 – Fracturing first zone on well №1

Таблица 2 – Рабочие параметры ГРП на скважине № 2

Table 2 – Working fracturing parameters on well №2

№ стадии/ stage	Макс. расход смеси, м³/мин Max mixture rate m³/min	Среднее давление ГРП, атм. Average frac pressure, atm	Объем пропантанта, т Volume of proppant, tn
1	2,1	220	11,2
2	2,1	250	14
3	2,1	235	14

aspect of this technology is to increase the operating time of well, as well as increase oil recovery factor by involving additional intervals of oil-filled reservoirs not previously involved.

The results of these well operations suggests a new level of directional / spot re-fracturing and will allow to "restore" production levels in wells, where in the last few years multi-stage fracturing was carried out. ☉



ООО «ЕВС» - нефтесервисная компания, специализирующаяся на оказании услуг с применением ГНКТ, проведении МГРП и заканчивании скважин.



- Типоразмеры ГНКТ от 1 до 2³/₈ дюйма
- Услуги мини ГНКТ размера 1/4 до 1¹/₂ дюйма
- Промывка скважин и освоение азотом
- Фрезерование, ловильные работы
- Услуги по глушению скважины
- ГПП и кумулятивная перфорация
- Операции по технологии "Plug and Perf"
- Установка набухающих пакеров и мостовых пробок
- Установка цементных мостов
- Резка НКТ/ОК
- ОПЗ
- Комплексные инженерные услуги
- Интегрированные услуги
- Бурение на ГНКТ (ЗБС)
- ГИС на ГНКТ "IntelleCT"
- Радиальное бурение
- МГРП на ГНКТ по технологии "Mongoose"

Адрес для корреспонденции: РФ, 119435, Москва,
ул. Малая Пироговская, дом 14, строение 1, этаж 5
Тел: (495)225-8101, Факс: (495)730-5326

Сургутский филиал:

РФ, 628407, Ханты - Мансийский Автономный округ
– Югра, г. Сургут, ул. Индустриальная, д.48/2, стр. 1.

www.ewshld.com ews-rf@ewshld.com





Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18-19 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2017



17-20 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



«Нефть и газ Украины»

"Oil and Gas of Ukraine"

Ежемесячный аналитический отчет «Нефть и газ Украины» и еженедельный «Нефтегазовый бюллетень» – это проекты «Ньюфолк НКЦ», который оказывает маркетинговые, информационные и консультационные услуги. Мы осуществили более 30 удачных проектов по развитию и модернизации украинских добывающих компаний. Благодаря нашим рекомендациям более десятка топ-менеджеров нашли новую работу на украинском рынке.

Читатели наших изданий — это руководители, топ-менеджеры, специалисты компаний, заинтересованных в работе с ведущими игроками нефтегазового рынка; опытные технические специалисты добывающих и сервисных компаний; высшие учебные заведения, которые готовят специалистов для нефтегазового сектора; государственные и частные компании нефтегазового рынка, научно-исследовательские институты, юридические и IT-компании.

Принципы редакционной политики – открытость к диалогу и объективность.

Ежемесячный аналитический отчет «Нефть и газ Украины» публикует мнения зарубежных и украинских экспертов нефтегазового рынка в формате интервью, аналитических статей и докладов о применяемых технологиях. Номер включает в себя обзор новостей нефтегазового рынка за неделю, ключевые события зарубежного энергорынка, прогнозы и статистические отчеты нефтегазового рынка, включая обзор показателей добычи, фотоотчеты важных нефтегазовых конференций и анонсы будущих мероприятий.

Еженедельный «Нефтегазовый бюллетень» – это ключевая статья с обзором самых важных событий за неделю, подборка новостей из различных информагентств со ссылкой на первоисточник, а также интересная инфографика и статистика.

Ежемесячный аналитический отчет «Нефть и газ Украины» выходит один раз в месяц, еженедельный «Нефтегазовый бюллетень» выходит по воскресеньям. Распространяются издания рассылкой подписчикам по электронной почте в формате pdf.

Мы приветствуем тематические публикации, которые отвечают на актуальные для нефтегазовой отрасли вопросы и открыты для сотрудничества!

*С уважением,
Андрей Закревский,
генеральный директор «Ньюфолк НКЦ»*



The monthly analytical report "Oil and Gas of Ukraine" and the weekly "Oil and Gas Bulletin" are the projects by Newfalk Oil and Gas Consulting Center that renders marketing, information and consulting services. We completed more than 30 successful projects for the development and modernization of the Ukrainian producing companies. Our recommendations provided more than a dozen of top

managers with the opportunity to find a new job in the Ukrainian market.

Among our readers are managers, top-managers and experts of companies that hold an interest in cooperating with the leading players of the oil and gas market; experienced technicians of producing and service companies; educational institutions that train specialists for the oil and gas sector; oil and gas public and private companies, research institutes, law firms and IT companies.

Editorial policy principles are as follows: dialogue-openness and objectivity. **The monthly analytical report "Oil and Gas of Ukraine"** publishes the opinions of foreign and Ukrainian experts of the oil and gas market in an interview format, think pieces and analytical reports on the technologies applied. Our publications contain a weekly review of the oil and gas market news, the key events of the foreign energy market, forecasts and statistical reports of the oil and gas market, including production performance review, photo reports of important oil and gas conferences and announcements of the upcoming events.

The weekly "Oil and Gas Bulletin" is a key article reviewing the most important events of the week, selecting news from different news agencies as referred to the fountainhead, as well as attractive infographics and statistics.

The monthly analytical report "Oil and Gas of Ukraine" appears once a month, "Oil and Gas Bulletin" comes out on Sundays. Publications are sent to subscribers by email in pdf format.

We encourage the themed issues that answer relevant to the oil and gas industry questions and are open for further cooperation!

*Sincerely yours,
Andrey Zakrevskiy,
Newfalk Oil and Gas Consulting Center Director General*

Опыт применения компанией «Регион» колтюбинговых технологий для интенсификации добычи. Обзор и методология

Company's Experience of Applying Coiled Tubing Technologies to Well Stimulation. Overview and Methodology

А.А. МОСКВИТИН, кандидат физико-математических наук, заместитель начальника проектно-технологического отдела ООО «Регион»

A. MOSKVITIN, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Deputy head of Design and technology department, Region LLC

Наиболее широко применяемой технологией интенсификации добычи углеводородов во всем мире является проведение кислотной обработки пласта. При проведении кислотных обработок пласта широкое распространение получило применение колтюбинговых установок. Использование гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) позволяет обеспечить эффективное размещение кислотных составов в непосредственной близости от перфорационных каналов, а также осуществить селективное воздействие на выделенные горизонты в случае совместной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Методология подготовки и проведения работ по кислотной обработке пласта с применением колтюбинга

Анализируя опыт ведущих сервисных компаний в нефтегазовой отрасли, можно сделать вывод, что для успешного выполнения кислотной обработки пласта с целью интенсификации притока углеводородов в скважину прежде всего необходимо определить тип повреждения пласта именно целевой скважины, далее разработать рецептуру составов для растворения этого повреждения и технологию проведения работы.

Определение типа повреждения пласта

На начальном этапе подготовки плана работ необходимо выяснить причину неудовлетворительной работы скважины. Для этого проводится сбор и анализ данных по скважине-кандидату, а также по соседним скважинам на этом месторождении.

На этапе сбора и анализа данных по скважине выполняется:



Matrix acidizing is the most widely used well stimulation technology worldwide. Coiled tubing units gained widespread currency when doing acid treatment. Using coiled tubing (CT) enables effective placement of acid blends in proximity to perforations and carrying out a selective treatment of the target intervals in case of a simultaneous operation of the production intervals with different reservoir properties.

Methodology for Preparation and Handling Acid Treatment Using Coiled Tubing

When analyzing the experience of the leading service oil and gas companies, it can be concluded that for the successful implementation of acid treatment to enhance hydrocarbon inflow into the well, first of all, one is required to: Identify the type of formation damage of the target well, further design handling technology and acid mixture with additives to dissolve the damage.

Determining the Type of Formation Damage

At the initial stage of operation plan preparation, one is required to determine the cause of unsatisfactory well performance. For this purpose, data acquisition and analysis on the well candidate and neighboring wells is to be done.

Unavoidable steps at this stage:

- analysis of well drilling process;
- analysis of logging data in the openhole, analysis of logging data interpretation results, including table of layers analysis;
- re-interpretation of logging data in open hole, calculating the porosity, permeability, water saturation, picking target intervals, picking water-

- анализ хода бурения скважины;
- анализ данных ГИС в открытом стволе, результатов интерпретации ГИС, в том числе анализ таблицы пластов;
- переинтерпретация данных ГИС в открытом стволе, вычисление пористости, проницаемости, водонасыщенности, выделение целевых интервалов, выделение водонасыщенных горизонтов;
- переинтерпретация данных ГИС и ГДИС, проведенных на этапе эксплуатации скважины;
- анализ данных по месторождению.

Следует отметить, что любая технологическая операция в скважине (бурение, цементирование, перфорация, эксплуатация, ремонт, интенсификация) потенциально выступает причиной повреждения.

Рассмотрим основные механизмы возникновения повреждений при таких операциях, как бурение и цементирование. Фильтрат раствора может приводить:

- к образованию полимерной корки (см. рис. 1 и раздел «Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором»);
- к изменению смачиваемости породы;
- к набуханию и диспергированию глин;
- к миграции тонких частиц диспергированной породы.

Кроме того, твердая фаза раствора вызывает проникновение и закупорку поровых каналов и системы естественных трещин частицами утяжелителя (например: барит, мраморная крошка), шлама, коагулирующих агентов (например: органические материалы, мраморная крошка) (см. раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»), частиц цемента.

Проникновение бурового или цементного раствора как единой системы в пласт является серьезным повреждением пласта и может потребовать более глубокого воздействия, такого как гидравлический разрыв пласта или многостадийной обработки с несколькими циклами удаления различных видов повреждений.

При планировании проведения таких работ, как перфорация и КРС, следует помнить, что жидкость перфорации/КРС должна быть совместима с породой и пластовыми флюидами и возможным фильтратом бурового или цементного раствора.

К числу распространенных повреждений, обусловленных жидкостью перфорации/КРС, относятся:

- образование полимерной корки (рис. 1);
- изменение смачиваемости породы;
- набухание и диспергирование глин;
- миграция тонких частиц диспергированной породы;

saturated horizons;

- re-interpretation of logging data and well testing data conducted at the stage of well operation;
- field data analysis.

It should be noted that any operation in a well (drilling, cementing, perforation, production, well workover, stimulation) can cause a potential formation damage.

Let us consider the basic mechanisms of damage while drilling and cementing. Drilling mud and cement filtrate may result in:

- formation of a polymer cake (see Fig. 1. and p. Washing-out perforation interval and tubing with foam solution);
- changing in rock wettability;
- clay swelling and dispersion;
- migration of dispersed rock fine particles.



Рисунок 1 – Образец деградировавшей полимерной пленки на основе ксантана

Figure 1 – A sample of the degraded polymer xanthan film

Moreover, the penetration of the solid phase causes plugging of the pore channels and the system of natural fractures by weighting agent particles (e.g. barite, marble chips), slurry, bridging agents (e.g. organic materials, marble chips) (see p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion), cement particles.

Penetration of drilling mud or cement mortar as a whole system into a reservoir is a severe damage and may require a deeper treatment such as hydraulic fracturing or multi-stage treatment with several cycles of removing various kinds of damage.

When planning operations such as perforation and well workover it should be kept in mind that perforation fluid/well workover fluid should be consistent with the rock, formation fluids and possible filtrate of drilling mud or cement mortar.

Among the widespread damage caused by perforation fluid/ well workover fluid are:

- formation of a polymer crust (see Fig. 1);
- changing in rock wettability;
- clay swelling and dispersion;
- migration of dispersed rock fine particles;
- formation of emulsions with formation fluids and filtrate of drilling mud or cement mortar (see Fig.2 and p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion);

- образование эмульсий с пластовыми флюидами и фильтратом бурового и/или цементного растворов (см. рис. 2 и раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»);
- образование нерастворимых осадков (см. раздел «Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором»);
- проникновение и закупорка поровых каналов и системы естественных трещин частицами, которые привнесены в скважину с поверхности.

Для предупреждения двух последних видов повреждений необходимо производить контроль реагентов во время приготовления растворов и контролировать «чистоту» оборудования, которое используется для приготовления растворов. Источниками повреждений при данных работах также выступают:

- частицы горной породы, которые проникают и закупоривают поровые каналы и системы естественных трещин;
- компактификация породы при перфорации;
- неразрушенный гель/эмульсия, которая применялась для временного блокирования пласта при глушении (см. рис. 2 и раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»).

При эксплуатации скважины миграция тонких частиц породы может вызывать закупорку поровых каналов и/или системы естественных трещин. Также ухудшение работы скважины может быть связано с органическими отложениями (парафины, асфальтены), неорганическими отложениями (солями железа, кальция и магния, калия, натрия; преимущественно карбонатами и хлоридами, которые хорошо растворимы в кислотах).

В результате проведенного анализа данных по скважине должна быть установлена причина неудовлетворительной работы скважины. Если эта причина связана с коломатацией ближней зоны (порядка 1–2 м) призабойной зоны пласта (ПЗП), то такая скважина – потенциальный кандидат для проведения кислотной обработки.

Разработка рецептуры кислотного состава

На следующем этапе необходимо в результате лабораторных исследований установить, является ли выявленное повреждение ПЗП растворимым в какой-либо кислоте или смеси кислот. Если это так, то следует приступить к разработке рецептуры кислотного состава с учетом геолого-технических условий данной скважины.

Как правило, если коллектор представлен карбонатной породой (см. разделы «Замедленный кислотный состав для обработки карбонатного коллектора при высокой пластовой температуре»

- formation of insoluble precipitates (see p. Washing-out perforation interval and tubing with foam solution);
- penetration and plugging of the pore channels and the system of natural fractures by particles inadvertently injected from the surface.

To prevent the latter two kinds of damage, one is required to control over reagents while preparing solutions and the “purity” of equipment used to prepare solutions. Sources of damage are also:

- rock particles that penetrate and plug pore channels and the system of natural fractures;
- rock compactification when perforating;
- unbroken gel/emulsion used to temporarily block the reservoir when killing a well (see Fig. 2 and p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion).

During production stage, migration of fine rock particles can cause plugging of the pore channels and/or system of natural fractures. Also reason for



Рисунок 2 – Образец устойчивой эмульсии, которая образовалась при взаимодействии жидкости КРС с «неудачным» кислотным составом
Figure 2 – A sample of a stable emulsion formed within well workover fluid interaction with «failed» acid composition

well performance deterioration can be related to organic sediments (paraffins, asphaltenes), inorganic sediments (salts of iron, calcium and magnesium, potassium, sodium; mostly carbonates and chlorides that are well acid soluble).

Following well data analysis, the cause for unsatisfactory well performance is to be clarified. If the reason is due to colmatation of the near-field zone (about 1–2 m) of the bottom-hole area (BHA), this well is a potential candidate for the acid treatment.

Development of Acid Composition Formulation

The next step is to establish based on laboratory tests whether the revealed BHA damage is soluble in any acid or mixture of acids. If that is the case, acid composition formulation is to be developed considering geotechnical conditions of the well.

By and large, if a reservoir is represented by carbonate rock (see p. Retarded acid composition to treat carbonate reservoir at high reservoir temperature and p. Acid formation treatment – 209 m³

и «Кислотная обработка пласта – 209 м³ кислотного раствора»), то более эффективным будет вариант проведения кислотной обработки, которая направлена в первую очередь на растворение самой породы коллектора, и вытравливание новых каналов проводимости в обход существующего повреждения. В случае терригенного коллектора необходимо разрабатывать рецептуру кислотного состава и технологию обработки, направленную именно на само повреждение, так как растворимость самой породы в кислотах низкая.

При планировании лабораторных исследований необходимо предусмотреть:

- разработку рецептур рабочих жидкостей;
- моделирование взаимодействия рабочих жидкостей с возможными колматантами, пластом и пластовыми флюидами;
- тестирование на совместимость рабочих жидкостей с пластовыми флюидами.

При разработке рецептур рабочих жидкостей учитываются индивидуальные особенности каждой скважины.

В состав рабочих жидкостей в зависимости от выявленных причин неудовлетворительной работы скважины и ее геолого-технических особенностей могут входить:

- кислоты (соляная/плавиковая/ органическая);
- замедлители кинетики растворения;
- ингибиторы кислотной коррозии;
- модификаторы реологических свойств рабочих растворов;
- ПАВ (ионогенные и неионогенные);
- специальные деэмульгирующие реагенты;
- реагенты для контроля соединений железа;
- ингибиторы набухания глин.

Для проведения кислотной обработки необходимо четко установить характер повреждения, растворимость повреждения в кислоте, геолого-техническую возможность удаления повреждения без риска инициировать образование нового повреждения. Основными действующими компонентами в растворе могут являться соляная кислота, глинокислота, смеси органических кислот, а также их комбинации.

Разработка технологии проведения работ и подготовка детального плана работ

Правильно разработанная программа добавок и технология проведения обработки позволяет минимизировать риски ухудшения работы скважины от применения кислотного состава.

На этапе подготовки детального плана работ разрабатывается концепция планируемых работ, которая включает в себя:

of acid solution), the more effective will be the acid treatment, which is primarily aimed at the dissolution of the reservoir rock and etching new conductance channels bypassing the existing damage. If sandstone reservoir, one is required to develop acid composition formulation and treatment technology aimed at the very damage, as acid solubility of the rock is low.

When planning the laboratory tests it shall be provided:

- development of treatment fluid formulation;
- modeling of interaction between treatment fluids with possible colmatants, formation and formation fluids;
- compatibility testing of treatment fluids with formation fluids.

When developing treatment fluids formulations, individual characteristics of each well are to be taken into account. The composition of treatment fluids depending on the revealed causes of the poor well performance and its geotechnical features may include:

- acids (hydrochloric/hydrofluoric/organic acids);
- dissolution kinetics retardants;
- acid corrosion inhibitors;
- fluid rheology modifiers;
- surfactants (ionic and non-ionic);
- special demulsifying agents;
- reagents to control over iron compounds;
- clay swelling inhibitors.

Acid treatment requires establishing the nature of damage, damage acid solubility, geological and technical feasibility of damage removal without risk to initiate the new damage. The main active components of the solution can be hydrochloric acid, mud acid, mixtures of organic acids and combinations thereof.

Development of Job Handling Technology and Preparation of a Detailed Operation Plan

Well-designed program of additives and treatment technology minimize risks of well performance deterioration caused by applying acid composition.

Concept of activities scheduled is to be developed at the stage of preparing a detailed operation plan and includes:

- calculations of mechanical and hydraulic loads on coiled tubing, tubing string and production casing, including the coiled tubing weight (when round-trip operations in treatment fluids, including gas and nitrogen);
- calculations of coiled tubing elongation due to mechanical stress, thermal expansion and under the pressure;
- modeling of pumping of treatment fluids into coiled tubing and calculations of pressure distribution

- расчеты механических и гидравлических нагрузок на ГНКТ, колонну НКТ и эксплуатационную колонну, в том числе вес ГНКТ (при спуско-подъемных операциях в рабочих жидкостях, включая азот и газ);
- расчеты удлинения ГНКТ вследствие механического напряжения, теплового расширения и под воздействием давления;
- моделирование закачки рабочих флюидов в ГНКТ и расчеты распределения давления по ГНКТ, НКТ и ЭК при различных технологических режимах закачки для каждого этапа выполнения работ;
- моделирование гидродинамики пласта для выбора оптимальных значений объемов растворов, производительности насосных агрегатов, величины репрессий/депрессий на пласт.

При разработке рецептур рабочих жидкостей и технологии обработки необходимо следовать правилу:

Повреждение определяет выбор основных действующих реагентов и технологию обработки, а геолого-технические условия в скважине определяют программу добавок, а также могут повлиять на технологию обработки.

Приведем несколько примеров работ, которые были проведены компанией «Регион».

Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтэмульсии

При проведении КРС в качестве рабочей жидкости использовалась инверторная эмульсия на углеводородной основе с мраморной крошкой в роли кольматанта-блокатора. После освоения скважина не вышла на ожидаемый дебит. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – песчаник;
- целевой интервал – 5526–5586 м;
- пластовая температура – 132 °С;
- пластовое давление – 27,9 МПа.

Для обработки ПЗС, промывки интервала перфорации и установки ванны под давлением были разработаны комплексные составы, которые позволяют эффективно разрушать эмульсию, очищать кольматант от углеводородной пленки и растворять мраморную крошку. Применение азота позволило провести промывку скважины деэмульгирующим составом, не создавая репрессию на пласт, и эффективно за короткое время освоить скважину. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объемы раствора – 5 м³;
- максимальное давление закачки – 21 МПа;
- производительность насосных агрегатов:
 - при закачке азота – 10–35 м³/мин;
 - при закачке жидкостей – 70–100 л/мин;

along coiled tubing, tubing and production casing under different technological modes of pumping for each stage of job;

- reservoir hydromechanics modeling to select the optimal values of solutions volumes, pumping units performance, magnitude of the reservoir repression/depression.

When developing treatment fluids formulations and treatment technology, follow the rule:

Damage determines the selection of the main active reagents and treatment technology, geotechnical conditions in the well determine program of additives and may also affect treatment technology.

Below are some examples of operations that have been carried out by Region.

Demulsifying Solution for the Inverter Oil-in-water Emulsion

A hydrocarbon-based inverter emulsion with marble chips as a bridging agent was used during well workover. After being developed, the well failed to reach the expected flow rate. The main characteristics of the well are:

- Target horizon sandstone
- Target interval – 5526–5586 m
- Reservoir temperature – 132 °C
- Reservoir pressure – 27.9 MPa

Complex formulations have been developed for BHA treatment, washing-out perforation interval and bath installation under pressure, which effectively destroy the emulsion, clean colmatant from hydrocarbon film and dissolve marble chips. Using nitrogen allowed washing-out wells with demulsifying composition without creating reservoir repression and efficient well development in a short time. Key characteristics of job:

- Solution volumes – 5 m³
- Maximum injection pressure – 21 MPa
- Performance of pumping units
 - while injecting nitrogen – 10–35 m³/min
 - while injecting fluids 70–100 l/min
- Treatment time – 24 h

As a result of job done well flow rate grew by 25%.

Washing-out Perforation Interval and Tubing with Foam Solution

The main causes of damage are: several accidents while drilling led to a long filtration of drilling mud (see Fig. 3), perforation fluid was inconsistent with well conditions, which caused sludge formation. Well main characteristics are:

- Target horizon sandstone
- Target treatment interval – 5,561–5,571 m, 5,576–5,597 m
- Reservoir temperature – 139 °C
- Reservoir pressure – 35 MPa

Region proposed to use a combination of foam

- время обработки – 24 ч.

В результате проведенной работы дебит скважины увеличился на 25%.

Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором

Основные причины повреждений следующие: несколько аварий при бурении привели к длительной фильтрации бурового раствора (рис. 3), жидкость перфорации была несовместимой с условиями в скважине, что спровоцировало образование осадка. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – песчаник;
- целевой интервал обработки – 5561–5571 м, 5576–5597 м;
- пластовая температура – 139 °С;
- пластовое давление – 35 МПа.

Для обработки ПЗС, промывки интервала перфорации и установки ванны под давлением компанией «Регион» было предложено использовать комбинацию пенных растворов и жидкостей. Применение пенных растворов позволило провести промывку скважины до и после установки кислотной ванны, не создавая репрессию на пласт в условиях глубокого залегания целевых горизонтов, открытых перфорацией, с пластовыми давлениями ниже гидростатического давления. Для создания стабильной пены в условиях высокой температуры применялся специально разработанный состав из нескольких ПАВ (рис. 4). Кроме этого, использование пены позволило существенно сократить количество азота для проведения данных работ. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объемы растворов:
 - для промывки пеной – 120 м³;
 - для пенокислотной промывки – 2 м³;
 - для кислотной ванны – 3 м³.
- максимальное давление закачки – 20 МПа.
- Производительность насосных агрегатов:
 - при закачке азота 10–25 м³/мин;
 - при закачке жидкостей – 70–100 л/мин;
- время обработки – 46 ч.

Замедленный кислотный состав для обработки карбонатного коллектора при высокой пластовой температуре

До начала работ скважина стабильно работала с дебитом, ниже ожидаемого. Основным фактором повреждения пласта является использование раствора, в состав которого входили: биополимер, который разлагается при высокой температуре, образуя пленку на поверхности пор, и барит, который использовался в качестве утяжелителя.

- целевой горизонт – известняк;



Рисунок 3 – Образец деградировавшего при условиях фильтрации бурового раствора

Figure 3 – A sample of degraded under formation conditions drilling mud filtrate

solutions and fluids for BHA treatment, washing-out perforation interval and bath installation under pressure. Using foam solutions allowed washing-out well before and after the acid bath installation without creating reservoir repression in deep-lying target horizons opened through perforation with reservoir pressures below hydrostatic pressure. To create stable foam under high temperatures,



Рисунок 4 – Образец стабильной пены для проведения обработок в скважинах с высокой пластовой температурой до 150 °С

Figure 4 – A sample of stable foam for well treatments under high formation temperature up to 150 °С

the company used a specially designed of several surfactants composition (see Fig. 4). Moreover, using foam allowed substantial reduction in the amount of nitrogen to handle operations. Key characteristics of job handling:

Solution volumes for:

- washing-out with foam 120 м³
 - foam-acid washing-out 2 м³
 - acid bath 3 м³
 - Maximum injection pressure 20 МПа
 - Performance of pumping units
 - while injecting nitrogen 10–25 м³/мин
 - while injecting fluids 70–100 л/мин
- Treatment time 46 h

Retarded Acid Composition To Treat Carbonate Reservoir at High Reservoir Temperature

Prior to job commencement, the well consistently showed the flow rate below expectations. The main factor of formation damage is using solutions

- целевой интервал обработки – 5143–5260 м (117 м);
- пластовая температура – 145 °С;
- пластовое давление – 76 МПа.

Для растворения полимерной пленки с поверхности пор породы и вытравливания породы для удаления барита компанией «Регион» был разработан состав кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов (рис. 5–6), скорость реакции которого в 82 раза меньше скорости реакции 15%-го раствора соляной кислоты. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объем кислотного раствора – 23 м³;
- максимальное давление закачки – 43 МПа;
- производительность насосных агрегатов:
 - при продавке раствора в пласт – 50–60 л/мин;
- время обработки пласта – 8 ч.

Для контроля скважины при выполнении работ с ГНКТ осуществлялась параллельная закачка рабочей жидкости в кольцевое пространство между колонной НКТ и ГНКТ с дросселированием выходящего потока. Использование замедленного кислотного раствора позволило существенно увеличить объем кислотного раствора, не уменьшая его растворяющую способность, и, как следствие, увеличить глубину обработки пласта.

Проведение данной обработки позволило увеличить дебит скважины на 52%.

Кислотная обработка пласта – 209 м³ кислотного раствора

До начала работ скважина работала методом накопления давления до 9,3 МПа. В течение длительной интенсивной эксплуатации скважины произошло накопление солевых отложений в эксплуатационной колонне и ПЗП, а также частиц породы в поровых каналах и трещинах коллектора с естественной разветвленной системой трещин. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – известняк;
- целевой интервал обработки – 2568–2991 м (423 м);
- пластовая температура – 67 °С;
- пластовое давление – 13,2 МПа.

Для селективной обработки целевых интервалов пласта доставка кислотных растворов производилась порциями по 20 м³ в различные интервалы фильтра. Для повышения эффективности селективной обработки применялась технология чередования пачек загеленной и незагеленной кислоты.

- Объем кислотного раствора – 209 м³.
- Максимальное давление закачки – 24 МПа.
- Производительность насосных агрегатов:



Figure 5 – Samples of the simulative core to determine the parameters of the kinetics of dissolution of the designed retarded acid composition in heat-proof and corrosion-resistant cell of high temperature thermochemical reactor

Рисунок 5 – Образцы модельного керна для определения параметров кинетики растворения разработанного замедленного кислотного состава в жаропрочном коррозионно-стойком стакане высокотемпературного термохимического реактора



Figure 6 – A sample of the simulative core surface after modeling interaction of the retarded acid composition under formation conditions

Рисунок 6 – Образец поверхности модельного керна после моделирования взаимодействия разработанного замедленного кислотного состава при пластовых условиях

composed of: biopolymer that decomposes at high temperature with forming a film on the surface of the pores; barite used as a weighting agent.

- Target horizon limestone
- Target treatment interval 5,143–5,260 m (117 m)
- Formation temperature 145 °C
- Formation pressure 76 MPa

To dissolve polymer film off the surface of the rock pores and etch the rock to remove the barite, Region developed acid solution composition to treat carbonate reservoirs (see Fig. 5 and Fig. 6), which spending time is 82 times less compared to the spending time of 15% hydrochloric acid solution. Key characteristics of job handling:

- Acid solution volume – 23 м³
- Maximum injection pressure – 43 МПа
- Performance of pumping units
 - while punching solution into the formation – 50–60 l/min
- Treatment time – 8 h

To control over the well when operating with coiled tubing, the company implemented simultaneous injection of brine into the annular space between the tubing and coiled tubing with output throttling. Using retarded acidic solution significantly increased acid solution volume without reducing its solubility, and, as

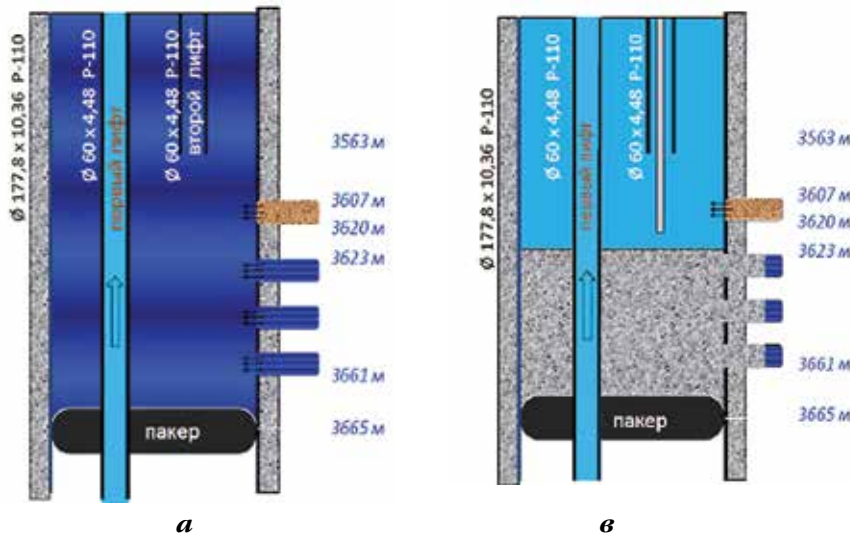


Рисунок 7 – Схема скважины до и после проведения работ водоизоляции

Figure 7 – Well schematic before and after waterproofing operations

- при продавке раствора в пласт – 400 л/мин.
- Время обработки пласта – 9 ч.

Проведение данной обработки позволило получить постоянный приток газа при рабочем давлении на устье 10 МПа.

Представленная выше методология подготовки концепции работ может быть использована и для других типов работ с применением колтюбинга. Как пример рассмотрим работу по водоизоляции и работу по установке ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

Водоизоляция в скважине с двухрядным лифтом с использованием микроцемента на углеводородной основе

После вынужденной остановки эксплуатации горизонтов над пакером в скважине с двухрядной колонной НКТ 3 из 4-х интервалов перфорации обводнились (рис. 7а). Энергии пластового флюида верхнего из указанных интервалов перфорации было недостаточно для выноса всей поступающей в скважину жидкости. Скважина заполнилась над пакером пластовой жидкостью до устья, создавая тем самым аварийно-опасную ситуацию разгерметизации пакера и остановки всей скважины на длительный капитальный ремонт.

Для проведения работ по водоизоляции компанией «Регион» было предложено установить цементный мост под давлением для продавки тампонажного материала на основе микроцемента с углеводородной основой в обводненные интервалы перфорации.

Применение ГНКТ позволило разместить указанный цементный раствор непосредственно напротив целевых интервалов перфорации. Благодаря тщательно разработанной технологии закачки и приготовления цементного раствора удалось избежать застывания цементного раствора в ГНКТ и безопасно произвести подъем ГНКТ на поверхность. ▶

a consequence, increased formation treatment depth. As a result of job done well flow rate grew by 52%.

Acid Formation Treatment – 209 m³ of Acid Solution

Before job commencement, the well operated through pressure accumulation up to 9.3 MPa. Prolonged intensive using of the well caused the accumulation of salt sediments in production string and BHA, as well as rock particles in the pore channels and reservoir cracks with natural branched crack system. Well main characteristics are:

- Target horizon – limestone
- Target treatment interval – 2,568–2,991 m (423 m)
- Formation temperature – 67 °C
- Formation pressure – 13.2 MPa

Placement of the treatment acid fluids was carried out portionwise of 20 m³ into various filter intervals for selective treatment of target intervals. Improvement of selective treatment effectiveness was due to technology of alternating batches of gelled and non-gelled acid.

- Acid solution volume 209 m³
- Maximum injection pressure 24 MPa
- Performance of pumping units
 - while punching solution into the formation 400 l/min
- Treatment time 9 h

This treatment enabled to receive a constant gas flow under flowing surface pressure of 10 MPa.

The above methodology can be used for other types of operations using coiled tubing. Let us consider as an example waterproofing operations and installation of coiled tubing as production string. ▶

Water Shutoff in the Well with Two-row Lift Using Hydrocarbon-based Micro Cement

After the forced shutdown of horizons above the packer in the well with double string, the three of four perforation intervals watered out (see Fig. 7a). Formation fluid energy of the upper of the above ▶

Проведенные работы привели к прекращению поступления воды в затрубное пространство над пакером и позволили восстановить стабильную работу скважины с интервала перфорации над пакером.

Заканчивание скважин с использованием ГНКТ в качестве лифтовой колонны

Большое количество месторождений в Украине находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низким пластовым давлением (дебитом) и, следовательно, низкими устьевыми давлениями. Это, в свою очередь, приводит к невозможности выноса жидкости из скважины из-за недостаточной скорости потока флюида и, как следствие, к необходимости частого (раз в несколько дней) принудительного удаления (продувка азотом или газом) жидкости из ПЗС. В ряде случаев решением такой проблемы может являться замена колонны НКТ на колонну труб меньшего диаметра. Однако это требует дополнительных временных и финансовых затрат на мобилизацию персонала и оборудования, монтаж станка КРС, СПО НКТ, демонтаж и демобилизацию.

Реальной альтернативой замены колонны НКТ является использование ГНКТ – Velocity String (или Reeled Completion). (Velocity String – сифонная колонна).

Технология заканчивания скважин Velocity String позволяет поддерживать устьевое давление на уровне, необходимом для непрерывной работы скважины на шлейф при скорости потока флюида в подземном лифтовом оборудовании, достаточной для выноса жидкости.

Преимущества этой технологии по сравнению с заменой колонны НКТ заключаются в том, что она позволяет экономить время и средства на мобилизацию оборудования, спуск ГНКТ в скважину, заканчивание и демобилизацию оборудования. Все эти операции в случае заканчивания скважины с использованием ГНКТ занимают от трех дней. Следует также отметить, что установка Velocity String может производиться на незаглушенной скважине, что положительно влияет на состояние ФЕС породы коллектора.

В качестве иллюстрации результатов применения описанной выше технологии приведем пример использования ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

До проведения работ скважина работала нестабильно – во время работы с рабочим давлением 60 атм. При этом выход жидкости из скважины составлял до 0,2 м³ жидкости. Через 3–5 дней необходимо было продувать скважину, и при каждой продувке выход жидкости из скважины составлял в среднем 4 м³ жидкости.

После проведения работ дебит газа составил

перфорации интервалов было недостаточно для удаления всей жидкости, текущей в скважину. Скважина была заполнена пластовой жидкостью выше пакера до устья, что создало опасную аварийную ситуацию по депрессурованию пакера и остановке скважины на длительное время для восстановления.

Для проведения работ по герметизации скважины, Регион предложил установить цементный мостик под давлением для протискивания в скважину цементной суспензии, состоящей из углеводородной микроцемента и воды.

Использование свернутой трубы позволило разместить цементную суспензию непосредственно перед интервалами перфорации. Тщательно разработанная технология инъекции и приготовления цементной суспензии позволила избежать свертывания суспензии и безопасно вынуть свернутую трубу на поверхность.

Операции были выполнены успешно, что позволило восстановить нормальную работу скважины и избежать остановки скважины на длительное время.

Well Completion Using Coiled Tubing as Production String Velocity String

Большое количество месторождений в Украине находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низким пластовым давлением (дебитом) и, следовательно, низкими устьевыми давлениями. Это, в свою очередь, приводит к невозможности выноса жидкости из скважины из-за недостаточной скорости потока флюида и, как следствие, к необходимости частого (раз в несколько дней) принудительного удаления (продувка азотом или газом) жидкости из ПЗС. В ряде случаев решением такой проблемы может являться замена колонны НКТ на колонну труб меньшего диаметра. Однако это требует дополнительных временных и финансовых затрат на мобилизацию персонала и оборудования, монтаж станка КРС, СПО НКТ, демонтаж и демобилизацию.

Реальной альтернативой замены колонны НКТ является использование ГНКТ – Velocity String (или Reeled Completion). (Velocity String – сифонная колонна).

Технология заканчивания скважин Velocity String позволяет поддерживать устьевое давление на уровне, необходимом для непрерывной работы скважины на шлейф при скорости потока флюида в подземном лифтовом оборудовании, достаточной для выноса жидкости.

Преимущества этой технологии по сравнению с заменой колонны НКТ заключаются в том, что она позволяет экономить время и средства на мобилизацию оборудования, спуск ГНКТ в скважину, заканчивание и демобилизацию оборудования. Все эти операции в случае заканчивания скважины с использованием ГНКТ занимают от трех дней. Следует также отметить, что установка Velocity String может производиться на незаглушенной скважине, что положительно влияет на состояние ФЕС породы коллектора.

В качестве иллюстрации результатов применения описанной выше технологии приведем пример использования ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

35 тыс. м³/сутки, и выход жидкости из скважины составляет приблизительно 1 м³ (0,1 м³ воды и 0,9 м³ газового конденсата). Скважина работает стабильно и в продувках не нуждается.

Как видно из представленного обзора, применение колтюбинга при проведении кислотных обработок позволяет повысить эффективность обработки за счет точного размещения кислотных составов в интервале повреждения ПЗП и осуществить селективную обработку менее проницаемых участков пласта. Кроме того, представленная методология подготовки концепции обработки позволяет существенно повысить успешность и результативность кислотных обработок за счет правильного выбора стратегии борьбы с повреждением на основании всестороннего изучения причин, которые привели к ухудшению эксплуатационных характеристик целевой скважины. При этом детальное лабораторное исследование планируемых составов рабочих жидкостей, включая кислотные растворы, и их взаимодействие с керном, выявленным повреждением, пластовыми флюидами и продуктами предыдущих обработок, в том числе фильтратом бурового раствора и жидкостей КРС, позволяет минимизировать риски ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта в результате кислотной обработки. ☉

Before job commencement, well operation was unstable - while operating with flowing wellhead pressure of 60 atm. At that, fluid output out of the well was up to 0.2 m³. After 3 to 5 days it was necessary to blowoff the well, fluid output out of the well averaged 4 m³ per each blowoff operation.

Following job completion, gas flow rate was 35 m³/day, liquid output out of the well is about 1 m³ (0.1 m³ of water and 0.9 m³ of gas condensate). Well operation is stable and requires no kicking.

As can be seen from the overview performed, using coiled tubing when acid treatment can improve treatment efficiency due to precise placement of acidic compounds in BHA damage interval and carry out selective treatment of less permeable layers of the reservoir. Moreover, the methodology to prepare treatment concept can significantly increase the successfulness and effectiveness of acid treatments by selecting the proper strategy of damage combating on the basis of a comprehensive study of the reasons that led to a deterioration of the operating characteristics of the target well. At that, a detailed laboratory study of the expected compositions of treatment fluids, including acid solutions, and their interaction with a core, damage revealed, formation fluids and products of previous treatments by, in particular, drilling mud filtrate and well workover fluids, minimizes risks of deterioration of the reservoir properties following acid treatment. ☉

Наша справка

Компания «Регион» – динамично развивающаяся международная группа компаний, предоставляющая полный спектр услуг по бурению, капитальному ремонту и восстановлению скважин, интенсификации добычи углеводородов во всем мире.

Компания «Регион» основана в 2003 году. Репутация компании как надежного партнера проверена временем и обеспечивается высочайшим профессионализмом персонала, соблюдением мировых стандартов качества и безопасности, применением инновационных технологий и современного оборудования.

Начиная с 2009 года все производственные процессы проходят в полном соответствии с мировыми стандартами, что подтверждают международно признанные сертификаты:

- ISO 9001 – Система менеджмента качества;
- ISO 14001 – Система экологического менеджмента;
- OHSAS 18001 – Система менеджмента труда и производственной безопасности.

Our Reference

Region is a dynamically developing international group of companies providing full range of services in drilling, well workover, well reworking and well stimulation worldwide.

Region was founded in 2003. The company's reputation as a reliable partner was time-proved and is ensured by staff high professionalism, compliance with international quality and safety standards, applying innovative technologies and advanced equipment.

Since 2009, all business processes are in full compliance with international standards as confirmed by internationally accepted certificates:

- ISO 9001 – Quality management system;
- ISO 14001 – Environmental management system;
- OHSAS 18001 – Occupational Health and Safety Assessment Scheme.

Тезисы докладов, представленных на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

(Часть 2) / (Part 2)

Перфорация на ГНКТ с использованием системы спуско-подъема перфораторов CIRP нового поколения и в скважинах с высокими давлением и содержанием сероводорода

Ростислав Панферов, Гелу Гиока, Александр Жандин, Антон Буров, Дерек Болтер, «Шлюмберге»

Заканчивание и освоение скважин на морских объектах является комплексной задачей с большим количеством технических и операционных трудностей, ориентированной на безопасность проведения работ, оптимизацию продуктивности скважины, экономическую целесообразность. Это особенно критично для перфорационных работ в сложных скважинных условиях крупнейшего месторождения Каспийской акватории. Мы представляем описание данного проекта, инновационное решение, анализ технических трудностей, полученный опыт и извлеченные уроки.

Для решения поставленных задач была разработана инновационная перфорационная технология, включающая в себя применение гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) с каротажным кабелем для обеспечения точного позиционирования перфорационного оборудования на заданной глубине, а также включающая систему спуско-подъема перфораторов (ССПП) нового поколения для спуска длинных перфорационных компоновок при наличии высокого устьевого давления. В ходе выполнения проекта был применен ряд технических решений:

- устойчивая к детонационному воздействию перфорационная компоновка ГНКТ;
- два независимых аварийных разъединителя разного типа действия;
- модернизированное программное обеспечение для расчета детонационного воздействия и динамической депрессии на пласт.

Для проекта специально были разработаны: сероводородостойкая система (ССПП) с рабочим давлением 1020 атм. и внутренним диаметром 130 мм, сероводородостойкие перфорационные коннекторы, перфораторы со скругленными фасками перфорационных каналов, модернизированные, стойкие к детонационному воздействию электрический и механический разъединители.

На сегодняшний день 10 скважин были

Coiled Tubing-Conveyed Perforation with Advanced Gun Deployment System CIRP in High-H₂S/High-Pressure Wells

Rostislav Panferov, Anton Burov, Alexander Zhandin, Gelu Ghioca, Derek Boulter, Schlumberger

Well completion and commissioning operations offshore present a variety of technical and operational challenges in the quest to maximize well productivity and optimize the economic value together with focus on safety. This is very relevant to the perforation operations performed in hostile and high-pressure reservoir conditions encountered in a complex development project in the Caspian basin. We provide description of the project and the innovative solution applied, including challenges faced, experience gained, and lessons learned.

To overcome challenges, we selected electric-line-enabled (e-line-enabled) coiled tubing (CT) for precise depth control, and the latest advanced gun deployment system (CIRP) for conveyance of long gun strings under pressure. Innovative solutions implemented throughout the project included the perforation-shock-resistant bottomhole assembly (BHA), two independent emergency disconnects, and tuned software to predict and evaluate shock load and dynamic underbalance. Some of the unique technical solutions were designed specifically for this project: high-pressure and H₂S-rated connectors; specialized tool deployment stack; 15,000-psi working pressure



успешно введены в эксплуатацию с применением описываемого инновационного метода перфорации на ГНКТ. Данная технология доказала свою высокую эффективность, снижая сопутствующие риски и операционное время, нивелируя возможность некорректного использования оборудования и уменьшая занимаемую площадь на морском объекте. Разработанный подход дал возможность безопасно и эффективно провести перфорацию в контролируемых скважинных условиях, обеспечить точное позиционирование перфорационного оборудования на глубине, контролировать детонационное ударное воздействие в условиях репрессии на пласт во избежание притока сероводорода в скважину. Данное решение является уникальным симбиозом современных технологий, применяемых в отрасли: ГНКТ с каротажным кабелем, каротажное оборудование для перфорации на ГНКТ, система спуско-подъема перфораторов под давлением. Усовершенствование технического решения позволило сократить число спусков до 3–4 на скважину для перфорации в условиях пластовой репрессии вместо 20 и более спусков перфораторов на кабеле. Дополнительно применение ГНКТ позволило провести замещение раствора, закачку ингибиторов сероводорода, а также перейти к стимуляции скважины без или с частичным разбором устьевого оборудования.

Перфорация на ГНКТ с использованием описанных инновационных технологий применяется впервые в Каспийском регионе. Полученный опыт позволит стандартизировать подход, повысить безопасность и эффективность проведения перфорационных работ в будущем.

Опыт работ ГНКТ по подготовке, МГРП и тестированию разведочных скважин на Чайандинском месторождении

Алексей Юдин, Константин Бурдин, «Шлюмбергер»; С. Крекнин, М. Макаревич, ООО «Газпром геологоразведка»

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является одним из стратегических в Восточной Сибири с запасами газа более триллиона кубометров. На данном этапе месторождение находится на стадии разведки. Пластовые свойства существенно варьируются, и до перехода к промышленной разработке месторождения необходимо определить наиболее эффективные способы строительства и заканчивания скважин. Одним из перспективных направлений, особенно на низкопроницаемых участках, является применение гидроразрыва пласта (ГРП). В докладе подробно описан опыт ГРП в вертикальных скважинах и многостадийного ГРП в пологой (наклонно-направленной) многопластовой скважине.

Геологические характеристики пластов Восточной Сибири уникальны. В частности, особенностью продуктивных газовых горизонтов Чайандинского месторождения является низкая температура

5.12-in. ID H₂S-rated rounded scallop guns; shock-resistant electrical disconnect; and high-tensile CT logging head disconnect weak points.

To date, more than 10 well commissioning operations were successfully completed with this innovative method – e-line-enabled CT perforation under high pressure. This perforation technique proved to effectively minimize operational time, associated risks, improper equipment use, and footprint on location. Such approach allowed safe and efficient perforation in a controlled well environment that resulted in accurate depth control and managed detonation shock load and overbalanced conditions, which avoided any well fluid influx or H₂S release. The developed solution required seamless integration of innovative techniques and hardware, including e-line enabled CT, the CT logging head, the gun deployment system for pressurized well conditions, wireline tools and specialized perforation equipment. The

design was optimized to perforate the well in three or four runs at overbalanced condition (squeeze mode) in a single rig-up job instead of more than 20 wireline runs. Additionally, the use of CT granted flexibility and increased operational safety to perform pumping operations for well displacement and well control, injection of H₂S scavenger, and stimulation, as per Operator's plan, without or with only partial rig-down.



*Алексей Юдин
Alexey Yudin*

This is the first time that the described CT perforation operation using such techniques has been performed in the Caspian region. The experience demonstrates a method to safely and efficiently facilitate perforation jobs under challenging conditions in the future.

Coiled Tubing implementation to testing through multistage stimulation in Exploration well in Chayandinskoe field

Alexey Yudin, Konstantin Burdin, Schlumberger; S. Kreknin, M. Makarevich, GGR Gazprom

With reserves of over 1 trillion cubic meters, Chayandinskoe oil, gas, and condensate field (OGCF) is one of the strategic fields in eastern Siberia. The field is currently in the exploration stage. Geological properties of the formations vary significantly, and it is necessary to define appropriate methods of well construction and completion prior to switching to a field development stage. One of the prospective options is to implement hydraulic fracturing in low-permeability areas of the Chayandinskoe. A pilot stimulation campaign was executed in 2015–2016

(8–13 °C), которая требует принципиально нового подхода к ГРП в сравнении с большинством операций в Западной Сибири. Обеспечение одновременно стабильности жидкости гидроразрыва и способности к скорому разрушению после размещения проппанта является вызовом. В ходе подготовки к проекту в лаборатории был осуществлен подбор специальной рецептуры (включающей, в частности, энзимные деструкторы). Важной задачей, которую необходимо решать при ГРП в данных коллекторах, является борьба с гидратообразованием, для чего были использованы специальные ингибиторы при высоких концентрациях.

В ходе двух зимних кампаний ГРП (всего 5 операций) были протестированы 3 скважины: Хамакинский горизонт был стимулирован во всех трех скважинах, Ботубинский и Талахский горизонты – в пологой скважине в 2016 году. Для оптимизации моделирования трещин ГРП использованы данные расширенных каротажных исследований в пилотном и направленном стволах скважины.

Доклад содержит подробное описание проведенных керновых и лабораторных исследований по оптимизации жидкости ГРП. Рассмотрена специфика заканчивания пологой скважины с многостадийным ГРП – компоновка оборудована управляемыми портами для селективной изоляции интервалов. Промывка скважины и вызов притока осуществлены комплексом ГНКТ для минимизации потерь жидкости глушения в трещины и для предотвращения гидратов в момент отработки жидкости ГРП. Проведено исследование профиля притока вдоль ствола специальным сканером с передачей данных по оптоволоконной связи.

Особенностью проекта стал многостадийный гидроразрыв с приобщением трех различных продуктивных горизонтов через управляемые порты гидроразрыва. Основными результатами являются:

- Инженерная и лабораторная подготовка рецептуры жидкости и дизайна гидроразрыва играет ключевую роль в сложных низкотемпературных коллекторах Восточной Сибири.
- Компоновка заканчивания положительно себя зарекомендовала:
 - гидравлические заколонные пакеры обеспечили надежную изоляцию;
 - управляемые премиум-порты ГРП удобны в эксплуатации при наличии ГНКТ;
 - премиум-порты позволили селективный вывод трещин на режим.
- Комбинирование оптоволоконной связи через ГНКТ (ACTive) и сканера многофазного притока FSI обеспечивает надежный замер профиля притока в работающей скважине любой траектории и позволяет подтвердить:
 - наличие недвижимой жидкости на забое скважины, что позволяет незамедлительно принимать решение по отработке нижней трещины;

to test the efficiency of hydraulic fracturing in vertical wells and in one subhorizontal multilayer well. The geology of eastern Siberia formations is unique. In particular, producing formations of Chayandinskoe field have extremely low temperatures (8 to 13 °C) that require a principally different approach to fracturing fluid design compared to the majority of the operations in western Siberia. One challenge is to achieve a fluid that is stable but that can break within a few hours after the treatment. Laboratory research was a significant part of the project preparatory stage; enzyme breakers, in particular, were included to the recipe. Methane hydrate creation is another common challenge in these reservoirs; special inhibitors under high concentrations were integrated within the fluid formulation.

Within two winter campaigns (a total of five fracturing stages), there were three wells stimulated. The Khamakinskiy producing formation was tested in all three wells, and the Botuobinskiy and Talakhskiy formations were tested in a subhorizontal well in 2016. Advanced logging suites were run in both the pilot and lateral holes of the wells to optimize fracture modeling and placement. This paper contains detailed description of the core and laboratory testing performed in the laboratory for fluid optimization. The specifics of completion of a subhorizontal well with a multistage stimulation assembly is described. In this well, premium ports were used to allow for selective interval isolation. Well cleanout and nitrogen kickoff via coiled tubing were done to minimize near-wellbore damage and prevent hydrate creation during fracturing fluid flowback. The flow profile was measured using a special multiphase imager run with fiber-optic-enabled coiled tubing.

The conclusion of the initial campaign can be summarized as follows:

- The engineering and laboratory support for fluid optimization played a key role in the project's success considering the complex geological environment and extremely low formation temperature.
- The completion of the well was adequate for the tasks:



- наличие многофазного характера потока из трещин в порты ГРП.
- Важность использования расширенного каротажного исследования в пологом стволе скважины, что позволяет правильно определить мощность и насыщение продуктивных интервалов. Верный набор каротажных исследований позволяет качественно оценить потенциал продуктивности скважины, поскольку даже наличие пилотного ствола в столь сложных коллекторах может не обеспечить корректной оценки характеристик пласта в окружении.
- Освоение трещин с помощью комплекса ГНКТ с азотом является абсолютно критичным для избегания образования гидратов в газовых и газоконденсатных скважинах со столь низкой температурой.
- В сравнении со всеми остальными методами стимуляции, опробованными для данных коллекторов, ГРП как метод интенсификации оправдал эффективность в низкопродуктивных талахском и ботуобинском интервалах. Хамакинский коллектор средней проницаемости также показал значительный прирост продуктивности после ГРП при нормировании дебита на параметр кН.
- Проект не был бы успешен без тщательной проработки логистики и координации между всеми задействованными сторонами, учитывая сжатые сроки проведения и удаленность месторождения.

Опыт проведения работ по определению профиля приемистости скважин, законченных многостадийным ГРП с использованием ГНКТ и метода распределенной термометрии (DTS)

Г.Малания, К.Бутула, К.Бурдин, «Шлumberge»; И.Каешков, М.Кременецкий, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Доклад описывает альтернативный успешный опыт применения метода замеров распределенной термометрии в горизонтальных скважинах с МГРП. Система АСТive – оптоволоконный кабель, расположенный внутри ГНКТ, применялся в качестве распределенного датчика температуры для идентификации трещин ГРП в горизонтальной части скважины под закачкой.

Выполнено более 10 записей в трех горизонтальных скважинах с МГРП, до и после проведения повторных МГРП со специальным отклоняющим агентом, позволяющим формировать повторные и новые трещины ГРП в ранее не стимулированных зонах.

Исследования распределенной температуры (Distributed Temperature Sensing, DTS) проводились в трех режимах: запись фоновой термометрии в остановленной скважине, запись под закачкой для оценки приемистости портов и запись восстановления температурного поля для локализации трещин за колонной.

Начиная с 2010 года в России активно внедряются компоновки заканчивания скважин для проведения многостадийных ГРП (МГРП), в которых разделение



*Константин Бурдин
Konstantin Burdin*

- Hydraulically activated open hole packers reliably isolated the intervals.
- The fracturing premium ports were reliably activated with coiled tubing.
- Premium ports allowed targeted operations with selected fractures.
- Combining coiled-tubing-deployed fiber optics and a multiphase flow scanning imager enabled reliable production logging results in a well with complex trajectory and enabled confirmation of
 - Non movable fluid at the bottom of well, allowing the operator to address immediately the cleanup of the lowest zone;
 - Presence of multiphase flow in the well at the port sections.
- The importance of an adequate well logging technique in the lateral section to determine the correct net pay and saturation of the reservoir was shown. Good logging methods will provide the possibility to understand the potential deliverability of the well, because in such laminated reservoirs, even the pilot hole may not provide the correct interpretation of the formation characteristics in the lateral.
- Coiled tubing nitrogen-enhanced cleanout and well flowback after fracturing is absolutely critical in reducing the potential of complications from gas hydrate formation during the production startup process of a gas or gas condensate well in a permafrost environment.
- Compared to all other stimulation techniques that have been tried in these reservoirs, hydraulic propped fracturing proved effective in the low-permeability Talakhskiy and Botuobinskiy formations. The Khamakinskiy formation, with a higher permeability, also showed significant productivity increase when production was normalized to kh.
- The project would not be a success without a thorough preparatory stage and teamwork and coordination between all involved specialists considering the extreme timing restrictions of the operations remoteness and logistics challenges.

Experience of estimating Injection Flow Profile in horizontal wells completed with multistage Frac using CT conveyed Distributed Temperature Sensing

G. Malanya, K. Butula, K. Burdin, M. Khaziev, S. Kuzmin, Schlumberger; I. Kaeshkov, M. Kremenetskiy, Gazpromneft-NTC

The presentation describes an alternative method and successful experience of performed Distributed Temperature Sensing (DTS) survey

стадий проводится посредством сброса шаров различных диаметров. Применение подобных компоновок в нефонтанирующих скважинах накладывает ряд технических ограничений по проведению стандартного ПГИ при планировании повторных МГРП. Более того, регистрация многофазного профиля притока в горизонтальных скважинах является весьма нетривиальной задачей, которая требует тщательной подготовки скважины: фрезерования шаров, седел, а также очистки ствола от песка ГРП и механических примесей (Бурдин и соавторы, 2013). В связи с этим DTS был выбран в качестве метода исследований подобных скважин как наиболее подходящий.

Интерпретация термометрии на притоке в горизонтальных скважинах является непростой задачей ввиду отсутствия значимого геотермического градиента вдоль горизонтального участка ствола скважины и, как следствие, невысокой разницы температур между работающими интервалами. Разница температур в статике и динамике при существующих дебитах также невысока. Именно по этой причине все исследования проводились под закачкой жидкости с температурой, значительно отличающейся от пластовой.

Используемая методика позволила выполнить оценку профиля приемистости скважины и определить расположение как старых, так и новых трещин. Была решена задача определения продуктивности простимулированных зон на качественном и количественном уровнях, что позволило лучше понять поведение скважины и дать более точную оценку пластового давления и температуры.

Метод исследования горизонтальных скважин с МГРП под закачкой с применением оптоволоконка не только подтвердил свою применимость, работоспособность и надежность для поставленных задач, но также позволил выполнить оптимизацию впервые проводимых работ повторных многостадийных ГРП в традиционных коллекторах с использованием новейшей технологии МГРП с отклоняющим агентом. Метод дал лучшее понимание поведения пласта. Также были разработаны новые методики интерпретации и визуализации данных DTS, позволяющие регистрировать снижение уровня жидкости в скважине для оценки текущего пластового давления.

Нетрадиционные подходы к традиционным месторождениям. Гибкая труба приходит на помощь

Мартин Райланс, BP Russia

Доклад содержит информацию о так называемой нефтяной пирамиде, а также о текущих позициях России и США в ней. Также представлены факты, что Россия добывает большую часть своей нефти и газа на традиционных месторождениях, тогда как США – из нетрадиционных коллекторов. Этим обусловлено значительное количество операций по ГРП и

in non-cemented horizontal wells completed with multi-stage hydraulic fractures (HWMSF). ACTive – an optical fiber line located inside coiled tubing has been used as a temperature sensor that

continuously recorded temperature changes along the wellbore to identify fracture positions in the horizontal wellbore.

More than 10 DTS surveys in three HWMSF were run before, during and after re-frac treatments in which a special chemical were used to divert new hydraulic fractures from the existing propped fractures.

The DTS survey included the acquisition of temperature at three

different stages: during a shut-in period recording a baseline, during an injection test to record the injection profile and during warm-back period to allocate zones (fractures) of flow behind the installed liner.

Interpretation and visualization of DTS data using internal software package allowed correlation with the reservoir model and the data acquired during the fracturing treatment.

Ball type HWMSF completions systems are used in conventional mid permeability reservoirs in Russia since 2010. One of the initial tasks for proper multi-stage re-frac planning is to determine an inflow profile of the well. There is a number of technical limitations in non-flowing HWMSF wells including adequate production logging (PL). The execution of multiphase PL in HWMSF is quite expensive and needs thorough preparation: the milling of the balls and seats, cleaning the wellbore from debris and proppant. The conditions in the field did not allow to do a standard PL measurement, so DTS was selected.

The temperature interpretation with recorded DTS data too is not simple, as typically, there is insufficient temperature change in the horizontal section between shut-in and flowing periods of a well and the interpretation of inflow profile becomes quite complex.

The process implemented allowed the interpretation of acquired data in order to build the injection profile and find the previously stimulated zones and the newly initiated hydraulic fractures. The method provided quantitative but also a qualitative estimation on the performance of each frac port and allowed to investigate the behavior of the well during shut-in, including better estimate of reservoir temperature and pressure.

DTS studies of HWMSF during the injection test haven't only confirmed its applicability, performance and reliability for the given tasks, but also allowed to perform an optimization



*Мартин Райланс
Martin Rylance*

повторному ГРП в США. В России ситуация иная, т.е. число проводимых операций относительно невелико, если сравнивать с США.

Основная идея, прозвучавшая в докладе, предполагает использование огромного опыта в области ГРП, накопленного американскими нефтяниками, на традиционных месторождениях России. Предлагается проектировать, готовить и выполнять операции ГРП таким образом, чтобы не было необходимости в повторных ГРП. Ведь если возникает необходимость в повторном ГРП, значит, первичный ГРП был выполнен недостаточно хорошо. Гибкая труба должна помочь в достижении поставленных целей, предоставляя высокотехнологичное и эффективное решение для проведения операций по гидроразрыву.

Колтюбинг. Локализация в России

Мэтт Шульц, Energy Group

Рынок колтюбинга России и стран СНГ уже сформировался и развивается. Но это никак не отражается на текущей схеме поставок гибкой трубы на этот рынок. Надежная и короткая цепочка поставок гибких труб напрямую повлияет на операционную и финансовую эффективность клиентов и позволит расширить локальный рынок колтюбинга.

Вот почему Energy Group представляет следующее решение:

- Локализовать производство гибкой трубы:
 - Energy Group находится в процессе строительства завода по производству гибкой трубы в г. Краснотуринске, Россия.
 - Новый завод будет базироваться на опыте, полученном в рамках сотрудничества с ОАО «Уралтрубмаш», но будет расположен в специально построенном производственном помещении с современным прокатным станом.
- Локализовать производство стали:
 - Разработать стальной сплав, который бы позволил создавать трубы по стандартам API 5ST.
 - Energy Group координирует работу группы, целью которой является разработка стального сплава, предназначенного специально для производства гибких труб.

Новый российский завод будет выпускать гибкую трубу

Равиль Еникеев, ГК «ФракДжет-Волга»

Группа компаний «ФракДжет-Волга» была основана в 2009 году профессионалами нефтегазовой отрасли для оказания услуг добывающим предприятиям. Направления деятельности: бурение нефтяных и газовых скважин, создание инфраструктуры месторождений, капитальный ремонт скважин любой сложности, гидравлический разрыв пластов, колтюбинговые технологии. ГНКТ является технологическим инструментом и требует регулярной замены. В настоящее время более 90% гибких труб на российском рынке импортные, и возможное расширение антироссийских санкций поставит под угрозу развитие нефтегазовой отрасли, особенно в части добычи трудноизвлекаемых запасов. ►

of the first ever re-fracturing treatments in conventional reservoirs using a novel multistage re-fracturing diverting technology and gave better understanding of the reservoir behavior. New techniques of DTS data interpretation, such as the evaluation and visualization of wellbore fluid level decrease to estimate the reservoir pressure have been developed.

Unconventional Approaches to Conventional Formations. CT to the Rescue

Martin Rylance, BP Russia

The report presents the information about the so-called “oil pyramid” and the current position of Russia and the USA on this pyramid. It contains the facts that Russia produces the majority of its oil and gas from conventional reservoirs while the USA – from unconventional ones. That’s why the number of fracturing jobs in the USA is great, as well as the number of “refracs”. In Russia the situation is different, i.e. the number of fracturing operations is relatively small in comparison with the USA.

The main idea and message of the report is to use vast experience acquired by American oilmen in the field of fracturing on the conventional fields of Russia, to design, prepare and perform fracturing jobs properly so there will be no need in “refracs”. Because if there is a need in “refrac” that means that fracturing operation was performed badly. Coiled tubing can help to achieve these goals providing high-tech and efficient means of fracturing.

Coiled Tubing. Localization in Russia

Matt Shultz, Energy Group

Russia and CIS coiled tubing market is mature and growing; something that is not reflected in the current coiled tubing supply chain. A short, reliable supply chain will directly affect clients' operational and financial efficiency and expansion of the local coiled tubing market.

That’s why the Energy Group presents the following solution:

- Localize dedicated Coiled Tubing production
 - The Energy Group is in the process of developing a Coiled Tubing plant in Krasnoturinsk, Russia;
 - The New plant is based on experience gained at Uraltrubmash, but located in a purpose-built facility with state-of-the-art mill and build-up line.
- Localize steel production
 - Develop a steel alloy with all the properties that would allow tubes to meet API 5ST standards;
 - The Energy Group coordinates a working group consisting with the goal of developing a steel alloy tailored to coiled tubing specifications.

New Russian Plant Will Have Manufactured Coiled Tubing

Ravil Enikeev, FracJet-Volga

FracJet-Volga Group was established in 2009 ►

ГК «ФракДжет-Волга», понимая сложившуюся ситуацию, в 2015 году запустила проект по организации производства гибких труб. В 2016 году начато строительство трубного завода на территории особой экономической зоны «Узловая» в Тульской области. Производственные площади составят 15 тыс. кв. м, будут установлены современные автоматизированные производственные линии и задействована лаборатория разрушающего и неразрушающего контроля. Плановое начало выпуска продукции – четвертый квартал 2017 года. Завод будет выпускать трубы диаметром от 25,4 до 88,9 мм и длиной до 9000 м, соответствующие стандарту API 5ST в России. Мощность первой очереди предприятия при односменном режиме полностью закроет потребности российского рынка. Двухсменный режим работы позволит обеспечить рынки стран СНГ. Вторая очередь даст возможность охватить Индию и страны Ближнего Востока.

Изоляционные работы с помощью сдвоенных пакеров и пробок

Игорь Смирнов, Weatherford

На данный момент периодически встает вопрос о возможности изоляции портов ГРП. В этой работе описывается инструмент по отсечению негерметичности, который представляет собой систему сдвоенных пакеров. Система WidePak One-Trip Straddle Packer была разработана с условием обеспечения максимально возможного проходного диаметра (например, для колонны 114,3 мм проходной диаметр 59,7 мм), а устанавливается или извлекается она за одну СПО. Помимо этого, есть система, устанавливаемая или извлекаемая за две СПО. В ней снижается проходной диаметр из-за инструмента, соединяющего верхний и нижний пакеры.

Вторая часть доклада включает информацию о пробках: композитной пробке TruFrac, применяемой для проведения многостадийных ГРП при стандартном заканчивании скважин, и извлекаемой пробке ISO Retrieval Bridge Plug, служащей инструментом отсечения нижележащих продуктивных пластов.

Эти инструменты широко применяются за рубежом и хорошо себя зарекомендовали на рынке сервиса.

Бесшаровые технологии проведения многостадийных ГРП с применением ГНКТ

Камиль Каримов, ООО «Пакер Сервис»

В июне 2016 года в рамках опытно-промышленных работ ООО «Пакер Сервис» успешно проведена работа по технологии Plug & Perf с ГНКТ на месторождении ООО «Башнефть-Добыча».

Особенностью данной технологии является: 1) спуск компоновки, 2) установка композитных разбуриваемых пробок, 3) проведение гидropескоструйной перфорации (ГПП). Все эти циклы проводятся за один спуск с ГНКТ. В горизонтальной скважине было установлено

by oil and gas professionals for the purpose of providing oilfield services. Business dimensions: drilling of oil and gas wells, establishing field infrastructure, well workover, hydraulic fracturing, coiled tubing technologies.



*Равиль Еникеев
Ravil Enikeev*

CT is a process tool and requires regular replacement. Currently more than 90% of coiled tubes on the Russian market are imported ones, and possible extension of sanctions might jeopardize the development of the oil sector, especially in terms of producing hard-to-recover reserves. Having an understanding of the market situation FracJet-Volga launched a CT

manufacturing project in 2015. Construction of the tube-manufacturing factory has started in special economic area “Uzlovaya” in Tula region in 2016. Production facility will cover the area of 15 thousand square meters and will contain automated production line, destructive and non-destructive test laboratories. The manufacturing process is planned to be launched late 2017. The factory will manufacture tubes from 25.4 mm to 88.9 mm in diameter and up to 9,000 meters long, compliant with API 5ST standard in Russia. Capacity of the first phase of the factory with a single-ship operation will be enough to meet the needs of the Russian market. Two-shift operation will allow meeting the demand of the CIS. Second phase will allow supplying products to India and Middle East.

Isolation Operations with Dual Packer Systems and Plugs

Igor Smirnov, Weatherford

The issue of the possibility of hydraulic fracturing ports isolation is raised from time to time. The presentation contained information on the tool meant for shutting off the non-tight parts. This tool is a straddle packer system. WidePak One-Trip Straddle Packer was designed to ensure the maximum possible drift diameter (for example, for the 114.3-mm tubing the drift diameter is 59.7 mm), since the system is set and retrieved in one trip. Besides this, there exists a system that is set and retrieved in two trips. In this system the drift diameter is smaller due to the tool connecting the upper and lower packer. Second part of the presentation was dedicated to plugs: TruFrac composite plug that is used for multi-stage fracking in wells with conventional completion and ISO Retrieval Bridge Plug that is used for shutting off the underlying producing formations.

These tools are widely used abroad and are proven in the service market.

3 пробки и проведено ГПП 4-х интервалов с последующим проведением кислотного ГРП в 4-й стадии.

Также одним из новшеств явилось то, что весь ствол скважины обсажен колонной Ø 102 мм от забоя до устья с внутренним диаметром 89 мм. Для обеспечения безусловного доведения обсадной колонны до плановой глубины был применен специальный вращающийся колонный башмак, выполненный по специальной запатентованной технологии. В процессе спуска в скважину при встрече с препятствием данный колонный башмак за счет эксцентричной и свободно вращающейся конструкции позволял пройти проблемные интервалы аномальной кавернозности или высокой пространственной интенсивности искривления ствола скважины. Применение данного типа оборудования позволило осуществить беспрепятственный спуск обсадной колонны через все интервалы посадок и каверн до проектной глубины.

Данная технология на скважине-кандидате ЗБС была совместно подобрана и обоснована техническими специалистами ОАО АНК «Башнефть» и ООО «Пакер Сервис» и по результатам работ зарекомендовала себя как альтернатива стандартным компоновкам при проведении многостадийных ГРП. Технология Plug & Perf является наиболее перспективной и экономически эффективной как на новом фонде скважин горизонтального бурения с проведением МГРП, так и горизонтальных скважин, забуриваемых методом ЗБС.

Данные работы проводились впервые на территории РФ, а именно: применение технологии Plug & Perf в малогабаритных/равнопроходных эксплуатационных колоннах (102 мм) и полностью зацементированных от забоя до устья (monobore).

Применение ГНКТ в осложненных условиях (на примере работ по Пунгинскому ПХГ и клетевому стволу Гремячинского ГОК)

Иван Лесь, ООО «Пакер Сервис»

Организация проведения работ на Пунгинском ПХГ, цели и задачи.

Пунгинское УПХГ – единственное ПХГ в Западной Сибири, предназначенное для регулирования сезонной неравномерности газопотребления Пермской, Челябинской и Свердловской областей. Служит для создания оперативного и стратегического резерва газа и повышения надежности и производительности работы газотранспортных систем от месторождений северных районов Тюменской области.

Целями производимых работ являлись очистка ствола скважины, декольматация фильтровой части скважины абалакской свиты.

При подготовке работ мы столкнулись со следующими вопросами:

- нестандартная ФА;
- автономия места производства работ (п. Светлый, ХМАО);
- недопущение проникновения жидкости в

Ball-Free Technology of Multi-Stage Hydraulic Fracturing with Coiled Tubing Application

Kamil Karimov, Packer Service LLC

In June 2016 as part of trial works Packer Service



*Камиль Каримов
Kamil Karimov*

LLC has successfully applied Plug & Perf technology with the CT at the field belonging to Bashneft-Dobycha LLC.

This technology envisages running BHA into the wellbore, setting a composite drillable plug, and conducting hydraulic jet perforation. All these operations are done during one CT trip. The speaker presented the rationale for the selected technology, showed well

construction design, described the technology and the principles of bottomhole equipment selection. The speaker dwelled in detail on the sequence (stages) of work at the well. A conclusion was made that Plug & Perf (used with CT) has proven as an alternative to conventional multi-stage fracturing assemblies; main advantages of Plug & Perf technology were listed. Plug & Perf is the most promising and economically efficient technology both in newly drilled horizontal wells with multi-stage fracturing and in sidetracks.

The technology on the side-tracking well-candidate was jointly selected and justified by technical specialists of Bashneft and Packer Service and the results of the work has established itself as an alternative to the standard layouts in conducting multi-stage hydraulic fracturing. Plug & Perf technology is the most promising and cost-effective as a new fund of wells with horizontal drilling conduct multistage hydraulic fracturing and horizontal wells worked by sidetracking method.

These works were carried out for the first time in Russia, namely the use of Plug & Perf technology small/equal-through-production strings (102 mm) and fully cemented from the bottom to the mouth (monobore).

Application of Coiled Tubing in Abnormal Operating Conditions (Case study: Punginskoe Underground Gas Storage Facility and Gremyachinskiy Mining and Processing Complex)

Ivan Les, Packer Service

The speaker informed the audience about the operations conducted at Punginskoye Underground Gas Storage Facility and Gremyachinskiy Mining and Processing Complex. Punginskoye Underground Gas Storage Facility is the only underground gas storage meant

прискважинную зону.

- НКТ Ø168 мм;
- Сжатые роки проведения подготовительных мероприятий и работ.

Техническими специалистами ООО «Пакер Сервис» были спроектированы и изготовлены тройники и переходные катушки нужного типоразмера. Подобрана рецептура кислотного состава для очистки фильтровой части, химия для пенной промывки ствола скважины и фильтра. Проведена мобилизация техники и оборудования. Работы производились на шести скважинах. Было достигнуто увеличение дебита/приемистости в среднем в два раза.

Проведение работ на клетевом стволе Гремяченского ГОК.

Для проведения эффективной разработки месторождения компанией «Еврохим» предусмотрено строительство ряда скважин для подачи хладагента с целью замораживания текучих пород в районе строительства шахты. При забурировании скважины № 22 произошел прихват бурового инструмента. Для растепления буровой колонны и ликвидации прихвата была привлечена бригада ГНКТ.

Целью работ являлось освобождение от прихвата буровой колонны.

При подготовке технологический персонал ООО «Пакер Сервис» столкнулся со следующими сложностями:

- подъездные пути;
- площадка производства работ;
- подбор раствора растепления;
- крепление к буровой колонне.

Для проведения работ в сжатые сроки были изготовлены необходимые материалы: катушки, переводники, станина. Подобраны раствор растепления, площадка проведения работ.

Проведение работ заняло 67 часов при результате 100%.

Современное высокотехнологичное оборудование для внутрискважинных и геофизических работ с использованием колтюбинговых установок

Сергей Терешко, СЗАО «Новинка»

Совместное закрытое акционерное общество «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на создание и производство новой техники для нефтегазодобывающей отрасли, в том числе внутрискважинного оборудования и инструмента для работы с колтюбингом. Оборудование для доставки геофизических приборов предназначено для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием колтюбинговых установок. Обеспечивает проведение геофизических исследований горизонтальных и субгоризонтальных скважин, в которые обеспечить доставку приборов при помощи кабеля (или жесткого кабеля) не представляется возможным. В докладе были даны подробные характеристики кабельных головок

for smoothing seasonal fluctuations of gas consumptions in several regions.

The objectives of the work undertaken is wellbore cleanout, the well decolmatation of a filter part in abalak suite.



*Иван Лесь
Ivan Les*

In preparation for the work we are faced with the following questions:

- Custom production tree;
- Autonomy production jobsite (settlement of Svetly, Khanty);
- Preventing penetration of fluid into the well bore zone.
- Tubing Ø168 mm;
- Compressed prophets of preparatory activities and work.

The operation was aimed at cleaning the wellbore and decolmatation of the filtration part of the well in the Abalak formation. When preparing for this operation, contractors faced a number of challenges. Technical experts of Packer Service designed and produced T-fittings and adapter spools of the necessary sizes. Experts determined the formulation of the acid compound for cleansing the filtration part, and chose chemicals for washing the borehole and the filter. Machinery and equipment was mobilized. Works were performed at six wells. On average, a two-fold improvement in injectivity and flow rates was achieved.



*Сергей Терешко
Sergey Tereshko*

When Evrokhim company was drilling well 22 at Gremyachinskiy Mining and Processing Complex, drilling tool was stuck in the borehole. A CT team was mobilized for thawing the drilling string and releasing the stuck pipe.

The aim is release from the stuck drill string.

In preparing the technological personnel of "Packer Service" faced with the following challenges:

- Driveways;
- The site of works;
- Selection of thawing solution;
- Fixing to the drill string.

In order to perform this operation within short timeframes, the following materials were produced: spools, adapters and the foundation frame. Specialists selected the thawing solution and prepared the site. The job took 67 hours with 100% result.

и соединительных компоновок, разработанных конструкторами предприятия.

Центральная часть сообщения была уделена оборудованию для кислотоструйного бурения – технологии, обеспечивающей кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. В состав компоновки для кислотоструйного бурения входит автономный блок инклинометрии, который обеспечивает запись зенитного и азимутального положения компоновки во встроенную память с последующим чтением данных на поверхности. Механизм ориентирования обеспечивает поворот и отклонение нижней части компоновки. Ориентирование происходит путем создания перепада давления на исполнительном механизме поворотной части компоновки.

В заключение докладчик остановился на внутрискважинном инструменте для работы с ГНКТ: соединителях, разъединителях, циркуляционных и обратных клапанах. Были подробно охарактеризованы также соединительная компоновка (moterhead), промывочные насадки, центраторы, овершоты, тросоловки, печать торцевая, устройства специального назначения (отклонитель шарнирный, устройство поворотное гидравлическое, отклонитель шарнирный гидравлический). Особое внимание было уделено устройству для увеличения проходки гибкой трубы по горизонтальному участку скважины и специализированным долотам для разбуривания портов после многостадийного ГРП.

Эжекторная очистка скважин – высокоэффективная технология для скважин с аномально низкими пластовыми давлениями

Роман Сибгатуллин, СЗАО «Новинка»

Эжекторная очистка высокоэффективна для скважин с аномально низкими пластовыми давлениями. Разработанная СЗАО «Новинка» система эжекторной очистки скважины предназначена для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости. Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда применение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Технология эжекторной очистки с высокой степенью эффективности может быть использована для очистки скважин, пробуренных по технологии SAGD на месторождениях тяжелых нефтей. Для горизонтальных скважин система эжекторной очистки позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости к устью составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем твердой фазы плотностью 1800 кг/м³ с размерами частиц до 3 мм. Для скважин с аномально низким давлением разработанный комплект оборудования ЭОС позволяет производить очистку скважин с градиентом давления до 0,05 атм/м. Система ЭОС может быть доработана для более низких градиентов

Tech Equipment for Well Intervention and Geophysical Operations with Coiled Tubing Units Application

Sergey Tereshbko, Novinka, CJSC

Novinka Company is an innovative company aimed at design and production of new machinery for oil and gas sector, including downhole equipment and tools for CT. There is equipment meant for delivery of logging tools into horizontal boreholes with the use of CT. It allows for logging operations in horizontal and sub-horizontal wellbores that cannot be reached using cable or stiff wireline. The presentation contained detail specifications of cable heads and connectors, designed by company experts.

Central part of the presentation was dedicated to equipment for acid jetting – a technology that allows creating sidetracks in carbonate reservoirs in openhole well sections with the use of coiled tubing. The acid jetting assembly includes an inclinometer that records assembly's zenith and azimuth position on the in-built memory. Orientation mechanism ensures rotation and deflection of the lower part of the assembly. Orientation is done by creating pressure differential on the actuation mechanism of the assembly's rotating section.

At the end of the presentation the speaker focused on the downhole tools for CT: connectors, disconnectors, circulation and back valves. He also dwelled on connecting assembly (moterhead), washing nozzles, centration tools, overshots, wireline catchers, impression tool, specific devices (knuckle deflector, hydraulic rotation device, and hydraulic knuckle deflector). Special attention was paid to the device meant for the increase coiled tubing penetration rate in horizontal boreholes of the coiled tubing and special drill bits meant for drilling ports after multi-stage fracturing.

Ejection Well Cleaning – High-Efficiency Technology for ALFP Wells

Roman Sibgatullin, Novinka, CJSC

Novinka Company offers to the market one more technology – ejector well cleaning, which is highly efficient in wells with abnormally low reservoir pressure. Ejector well cleaning system is meant for cleansing horizontal wells and wells with abnormally low formation pressure and high level of fluid absorption. This method is used in cases when conventional circulation is not reasonable or not possible. Ejector cleaning technology will be quite efficient in wells drilled with SAGD technology at the fields of heavy oils. In horizontal wells, the ejector approach allows for continuous well washing along the whole borehole to the very bottom. Fluid flow rate is 1.8 m/s allowing to remove hard particles of 1,800 kg/m³ density being as small as 3 mm. In case of abnormally low pressure, the ejector equipment allows cleansing the well with pressure gradients of 0.05 bar/m. Ejection well cleaning system can be updated to accommodate lower pressure gradients. This technology is based

давления. Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции используется двойная (концентричная) гибкая труба, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Двойная ГНКТ смотана на барабан, имеющий специальный вертлюг. Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе. В докладе были даны характеристики внутрискважинной компоновки для ЭОС, подробно охарактеризован комплект оборудования для проведения операций и приведены характеристики всех его составляющих.

Отечественные пенообразователи для удаления жидкости с забоя и воды из ПЗП газовых и газоконденсатных скважин

М.А. Силин, Л.А. Магадова, М.А. Черыгова, Г.Р. Кутушева, З.А. Шидгинов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На сегодняшний день одной из основных проблем эксплуатации газовых скважин является накопление жидкости на забое. При снижении скорости газа ниже критической подъемной силы недостаточно для выноса жидкости с забоя скважин. Накопление жидкости на забое скважины также усугубляется повышением дебита жидкости с ходом разработки месторождения. Во-первых, снижение пластового давления способствует приближению газовой контактной поверхности (ГВК) к интервалам перфорации. Во-вторых, истощение газовых пластов может вести к перетокам жидкости из пропластков, не вовлеченных в разработку и имеющих начальное пластовое давление. В-третьих, в газоконденсатных месторождениях при снижении пластового давления ввиду ретроградной конденсации происходит переход части газовой фазы в жидкую, что ведет к повышению дебита жидкости.

Таким образом, снижение скорости газа в стволе скважины и повышение дебита жидкости ведут к накоплению жидкости на забое скважины. Данный процесс является самопровоцирующимся. В определенный момент забойное давление достигает пластового и приток газа в скважину прекращается – происходит самоглушение газовой скважины.

В данной работе рассмотрена усовершенствованная технология выноса жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообразователя РГУ НГ МГС в твердой и жидкой форме, а также задавка раствора пенообразователя в пласт. Задавка раствора пенообразователя в пласт уменьшает водонасыщенность, тем самым увеличивая относительную фазовую проницаемость по газу.

Предложенные методики были успешно применены в промысловых условиях на Уренгойском месторождении в сотрудничестве со специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой». ☉

on ejecting effect, created by a high-speed stream of fluid (ejector pump). A double (annular) coiled tube is used for circulation, where the fluid is injected via the smaller tube and goes up the surface via the larger tube. Double coiled tube is reeled on a spool with a special swivel. BHA is equipped with jet nozzles to erode and break up the sediments. The speaker shared specifications of the ejector well cleaning assembly, described the equipment needed for this type of operation and provided characteristics of the equipment components.



*Любовь Магадова
Lyubov Magadova*

Native Foaming Agents for Accumulation of Fluid at the Bottom Hole

of the Gas and Gas Condensate Wells

M. Silin, L. Magadova, M. Cherygova, G. Kutusheva, Z. Shidginov, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

To date, one of the main challenges of the gas wells operation is the accumulation of fluid at the bottom hole. By reducing the gas velocity below the critical value, the lifting force is not sufficient for the removal of liquid from the bottom of the wells. Accumulation of fluid in the bottom of the well is also aggravated by an increase in fluid flow rate with the progress of the field development. First, the decline in reservoir pressure contributes to the approximation of the gas-water contact to perforation intervals. Second, the depleted gas reservoirs can lead to fluid overflows from the interlayers, not involved in the development and with the initial reservoir pressure. Third, in the gas condensate deposits while reducing the reservoir pressure in mind the retrograde condensation transition occurs. Part of the gas phase changes into the liquid, which increases the flow rate of fluid.

Thus, reducing the velocity of the gas in the wellbore and increasing of the debit of the fluid lead to an accumulation of the fluid downhole. This process is self-provoking. At some point, the bottom hole pressure reaches the reservoir and the inflow of gas into the well stops because gas well kills itself.

This paper deals with advanced technology of accumulation of fluid from the bottom of gas and gas-condensate wells using a foaming agent RSU NG IGU in solid and liquid form, as well as squeezing foaming solution into the reservoir. Squeezing foaming solution into the reservoir water saturation decreases, thereby increasing the relative permeability of gas.

The proposed method has been successfully applied in field conditions in the Urengoy field in cooperation with the specialists of Gazprom mining Urengoy. ☉

СПЕЦАВТОМОБИЛЬ ДЛЯ ГРП

www.riatauto.ru
www.riat.ru

БУЛИТОВОЗ 67187-030

**ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ**

новый продукт ОАО «РИАТ»
по программе импортозамещения



ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ

самопогрузки-выгрузки, установки и транспортировки специальных емкостей объемом 50 м³ для жидких и сыпучих реагентов, используемых при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов (ГРП) в составе комплекса оборудования для ГРП.

**ПРОВЕРЕНО В РЕАЛЬНЫХ
УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
в «Пакер-Сервис»
и «ТаграС-РемСервис»
смотрите видео испытаний
на сайте www.riatauto.ru/news/1998.html



ОАО РИАТ

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ: +7 (8552) 30-51-00, 30-51-03
ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ: +7 (8552) 53-44-43
БЕСПЛАТНАЯ ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ: 8 800-200-53-30

РЫНОК ЖДЕТ КАЧЕСТВЕННУЮ ГИБКУЮ ТРУБУ С ВЫСОКИМ РЕСУРСОМ И РАЗУМНОЙ ЦЕНОЙ

THE MARKET IS WAITING FOR QUALITY COILED TUBING WITH A LONG SERVICE LIFE AND REASONABLE PRICE



Равиль Исмаилович Еникеев родился 23 мая 1975 года в Куйбышеве (теперь – Самара).

В 1997 году окончил Самарский государственный технический университет по специальности «бурение нефтяных и газовых месторождений», получив специальность горного инженера.

В 1997–1998 годах служил в Вооруженных силах РФ.

Работал в компаниях ОАО «ВолгаБурМаш», ОАО «Ойл Технолоджи Оверсиз». С 2003 года работает в группе компаний «ФракДжет». На данный момент является техническим директором компании «ФракДжет-Волга».

Ravil Enikeev was born in Kuibyshev (now – Samara) on May 23, 1975.

In 1997, he completed his mining engineering training at Samara State Technical University majoring in Oil and Gas Fields Drilling.

In 1997–1998, he served in the Russian Military Forces.

He worked for VolgaBurMash, Oil Technologies Overseas.

Since 2003, he has been working with FracJet group of companies. At the moment, he is the technical director of FracJet-Volga.

На вопросы журнала «Время кольтюбинга» отвечает Р.И. Еникеев, технический директор ООО «ФракДжет-Волга».

The “Coiled Tubing Times” is talking to Ravil Enikeev, Technical Director of FracJet-Volga.

«Время кольтюбинга»: Равиль Исмаилович, со времени нашей прошлой беседы («Время кольтюбинга» № 43, с. 82–84) прошло более трех лет. Компания «ФракДжет-Волга» в этот период стремительно развивалась. Какие основные вехи на этом пути Вы бы отметили?

Равиль Еникеев: За последние три года рынок услуг ГНКТ претерпел значительные изменения, в большей степени в количественном эквиваленте, каждый пытался занять свою нишу и регион. Конечно, и мы не стояли в стороне – выросли количественно, ресурсно, расширили спектр деятельности, работаем над улучшением качества нашего сервиса.

Говоря более предметно, в 2014 году у нас появилось направление ГРП. Компания приобрела и запустила первый флот ГРП, который сейчас работает в интересах производственной программы ООО «ЛУКОЙЛ-Ками». В настоящее время происходит доукомплектование второго флота, который будет запущен в работу в первом квартале 2017 года. Развитие в направлении ГРП – одно из главных изменений в нашей компании со времени моего прошлого интервью.

ВК: В каких регионах работает «ФракДжет-Волга»?

Р.Е.: Если начинать с востока, то это Красноярский край, ХМАО, ЯНАО, Оренбургская, Саратовская,

Coiled Tubing Times: Ravil, it has been three years since our last conversation (“Coiled Tubing Times”, №43, p. 82–84). FracJet-Volga has developed rapidly during this period. What are the key milestones along the way you have hit?

Ravil Enikeev: Over the past three years, the CT services market has undergone major changes, mainly in quantitative terms since everyone was trying to find their niche and region. Surely, we do not stand on the sidelines. We grew quantitatively, enriched our resources, and expanded the range of our activities. We are constantly working to improve the quality of our service.

More specifically, in 2014 we introduced hydraulic fracturing at FJV. The company acquired and launched the first hydraulic fracturing fleet that operates within the LUKOIL-Komi program. The second fleet will be up and running in the first quarter of 2017. The introduction of hydraulic fracturing fleets is one of the major changes in our company since our previous interview.

CTT: What regions does FracJet-Volga mainly serve?

R.E.: If you start from the east, it is the Krasnoyarsk region, Khanty-Mansiysk District, Yamalo-Nenets District, as well as Orenburg, Saratov, and Astrakhan regions. That’s so far as the coiled tubing only is concerned.

CTT: And may I wonder who the main customers of your company are?

Астраханская области. Это если только о колтюбинге говорить.

ВК: А кто основные заказчики Вашей компании, если не секрет?

Р.Е.: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», «Газпром». Если говорить комплексно, обо всей нашей компании, то еще и ПАО «ЛУКОЙЛ».

ВК: А как продолжают развиваться в ООО «ФракДжет-Волга» колтюбинговые технологии?

Р.Е.: С тех пор у нас заметно изменилась технологическая часть.

ВК: В плане расширения спектра работ?

Р.Е.: И не только. Акцент сделан на качестве нашего сервиса и продукции на выходе, основой чего является организация работ. Нами был создан отдел по автоматизации систем управления, который действует как единый центр информации круглосуточно: то есть в систему контроля и регистрации собирается информация с насосных, колтюбинговых, азотных установок, с устьевых датчиков, причем все это происходит по беспроводной связи. Все данные обрабатываются в ЦИТСе (Центральной инженерно-технической службе), где можно в режиме реального времени круглосуточно наблюдать, контролировать и корректировать рабочий процесс.

ВК: Многие ли компании в России пользуются такой технологической цепочкой?

Р.Е.: Не все, но многие. Для нас важно иметь постоянный контроль производственных процессов. Ранее данные технологии были доступны только крупным иностранным компаниям, текущая доступность современных технологий позволила нам реализовать данные процессы во всех флотах.

Еще одно важное направление, о котором мы широко не объявляли, – это единственный в России да и, наверное, в Европе колтюбинговый тренажер, который мы создали. Он представляет собой точную копию пульта бурильщика установки МК30Т, включая даже вид окна, создаваемый с помощью большого телеэкрана. Тренажер полностью моделирует работу на скважине, все операции. На нем может отрабатывать свои навыки как бурильщик, так и помощник бурильщика. Тренажер научит не только выполнению стандартных операций, но и как действовать быстро и четко в нестандартных и даже аварийных ситуациях. Ведь как сейчас тренируют своих

Р.Е.: Rosneft, Gazprom Neft, Gazprom. If we talk about the whole company group, it is also LUKOIL.

CTT: And how does FracJet-Volga keep developing CT technologies?

R.E.: We have significantly changed the technological component.

CTT: In terms of expanding the range of jobs?

R.E.: Not only. A particular emphasis has been placed on the output quality of our services and products attainable through organization of work itself. We have set up an automation control systems department which operates as a single 24/7 information center: that is, the control system collects the information from pumping, coiled tubing and nitrogen units, as well as wellhead sensors – and it operates wirelessly. All data are processed in CETS (Central Engineering & Technical Service) which serves as a real-time monitoring and control service.



CTT: Do you know if many Russian companies use this process flow?

R.E.: Quite a few. For us it is important to ensure continuous monitoring of all processes. These technologies used to be available only to large foreign companies, but their current availability has allowed us to implement these processes across all fleets.

Yet another innovation that has not been widely announced so far is the CT unit simulator that we have developed – one of its kind in Russia and probably in Europe. It is an exact copy of the

МК-30Т unit operator's workplace, including the view

from the operator's window that is modeled on a large TV screen. The system simulates the operation of the well and well intervention jobs. It is aimed at training drillers and assistant drillers. The simulator allows the trainees to master the skills of standard CT operations, as well as identifying and preventing emergencies in a quick and accurate fashion. How do most companies train their drillers nowadays, after all? They employ instructors who teach

Нами был создан отдел по автоматизации систем управления, который действует как единый центр информации круглосуточно.

We have set up an automation control systems department which operates as a single 24/7 information center.

бурильщиков практически все компании? С помощью наставников, с помощью действующих колтюбинговых установок на скважинах заказчика.

ВК: И как к практике использования своих скважин для отработки навыков специалистов сервисных компаний относятся заказчики?

Р.Е.: Отрицательно. В 2015 году этот вопрос был поднят на совещании в «Роснефти». Мы услышали заказчика и разработали тренажер, на котором теперь тренируем своих работников. К слову, правильные действия в аварийных ситуациях невозможно отрабатывать на реальных скважинах. А на нашем тренажере возможно. Подобные тренажеры, насколько мне известно, есть только у «Шлюмберже», но не в России, а в их учебных центрах в Дубае и Хьюстоне. Для России наш тренажер уникален однозначно. В настоящее время мы тренируем на нем своих специалистов, а в скором будущем сможем приглашать на коммерческой основе работников других сервисных компаний.

ВК: Гибкой трубой каких производителей оснащены колтюбинговые установки компании «ФракДжет-Волга»?

Р.Е.: Мы пользуемся трубой компаний Quality Tubing, Global Tubing, Tenaris.

ВК: Известная тройца.

Р.Е.: Да. В настоящее время мы планируем попробовать также китайскую трубу. Заказали у разных производителей.

ВК: То есть на данном этапе Ваша компания использует гибкую трубу исключительно импортного производства?

Р.Е.: Да. Не секрет, что российские колтюбинговые компании находятся в зависимости от импорта гибких труб.

ВК: Это критический импорт?

Р.Е.: Да. В типоразмерах от 44 мм и выше – зависимость критическая. Трубу диаметром 38 мм и длиной до 4,5 км выпускает «Уралтрубмаш», хотя качество у них, мягко говоря, неровное, и мы перестали использовать трубы этого производителя. А в типоразмерах от 44 мм и для труб длиной выше

Для нас важно иметь постоянный контроль производственных процессов. Ранее данные технологии были доступны только крупным иностранным компаниям, текущая доступность современных технологий позволила нам реализовать данные процессы во всех флотах.

For us it is important to ensure continuous monitoring of all processes. These technologies used to be available only to large foreign companies, but their current availability has allowed us to implement these processes across all fleets.

Для России наш тренажер уникален .
In Russia, our simulator is unique.

using coiled tubing units at customers' wells.

CTT: And do the customers approve of their wells being used for developing the skills of the trainees of the service companies?

R.E.: Of course not. In 2015, this issue was raised by Rosneft. We respected our customer's feedback and developed a simulator that now trains our employees. By the way, emergency response procedures cannot possibly be practiced on actual wells, but may well be trained with a simulator like ours.

To the best of my knowledge, simulators of this kind are only employed by Schlumberger, and not in Russia but in their training centers in Dubai and Houston. In Russia, our simulator is unique. Currently, we train FJV specialists, but in the near future we will make it commercially available to other companies.

CTT: Who are the main manufacturers of the coiled tubing that FracJet-Volga uses?

R.E.: We use coiled tubing produced by Quality Tubing, Global Tubing, Tenaris.



CTT: The famous trio.

R.E.: Yes. At the moment, we are going to try Chinese coiled tubing as well. We have made orders from several manufacturers.

CTT: That is, at this point your company uses imported coiled tubing, doesn't it?

R.E.: Yes. It is no secret that Russian CT service companies are dependent on imported tubing.

CTT: So, it is critical import, isn't it?

R.E.: The sizes of 1 3/4" and above can be referred to as critical.

4,5 км, повторю, зависимость критическая – все импортируют.

ВК: Если учитывать, что глубины скважин растут и горизонты все длиннее становятся, то положение серьезное.

Р.Е.: Совершенно верно. Сегодня на российском сервисном рынке отчетливо видны две тенденции. Во-первых, диаметры гибких труб растут непрерывно. Насколько я знаю, самый распространенный диаметр на мировом рынке – два дюйма. У нас пока самый распространенный размер – полтора, то есть 38,1 мм. Весь мировой рынок сейчас от 2 дюймов движется в сторону увеличения, мы, хотя с задержкой и люфтом, но тоже движемся в сторону увеличения. Все больше заказчиков хотят, чтобы использовалась труба диаметрами 44,45 мм и 50,8 мм, поскольку трубы большого диаметра позволяют расширить спектр применяемых технологий. О которых, в частности, говорилось на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Там было очень интересно!

ВК: Колтюбинговое бурение требует вообще 60-й трубы.

Р.Е.: И на двухдюймовой трубе можно бурить, правда, с некоторыми ограничениями, например, по диаметру ствола. Замечу еще, что производители оборудования и колтюбинговые компании начинают менять инжекторы – с тягового усилия 27 т на 36. Или даже на 45 т. И при капитальном ремонте меняют инжекторы на более мощные, и мы тоже собираемся планомерно заменить при капитальном ремонте инжекторы с 27-го на 36-й, не на всех установках, но как минимум на трети из них. Вот, собственно, первая тенденция на рынке: увеличение диаметра и длины трубы, что требует более мощных инжекторов.

ВК: А вторая тенденция?

Р.Е.: Вторая тенденция – это общее снижение стоимости стандартных сервисных услуг, таких как промывки, фрезерования, ГИС, ГПП и т.п., то есть тех операций, которые делают многие компании. По высокотехнологичным операциям, конечно, снижения не наблюдается. Хотел бы отметить, что наша компания выполняет все высокотехнологичные работы. Мы идем в тренде технологий и предлагаем не только стандартные операции, но и высокотехнологичные сервисы, ловильные работы на ГНКТ, многостадийный ГРП на ГНКТ, повторный ГРП, и, само собой, селективный ГРП как на ГНКТ, так и на НКТ. Но в целом повторю, что рынок движется в сторону снижения стоимости стандартных операций, и все без исключения компании ищут способы уменьшения издержек. ▶

The tube of 1 ½" OD, up to 14,5K feet long is produced by Uraltrubmash – though we have abandoned the use of their CT as they are far from boasting stable quality, to say the least. However, in sizes 1 ¾" and above, over 14,5K feet long, the dependence turns into critical – everybody is importing them.

CTT: Given the increasing depth of wells and horizons, the situation seems to be serious.

R.E.: True enough. Today, the Russian service market clearly displays two trends. Firstly, the CT diameters keep constantly growing. As far as I know, the most common size on the global market is two inches. In Russia, the most common size is still 1 ½". The whole market is going upward of 2 inches, and we – though with a delay and a backlash – are also moving upward. An increasing number of customers insist on a 1 ¾" or even a 2" tube since large OD tubes allow us to apply a variety of technologies. Many of them, in particular, were discussed at the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. It was most educational!

CTT: CT drilling generally requires 2 3/8".

R.E.: 2" tubes can also be employed in drilling, but with certain restrictions – for instance, the nozzle diameter. It is also noteworthy that CT equipment manufacturers and CT companies are increasingly

moving from 60K to 80K injectors. Or even to 100K. And we are also going to replace ours – from 60K to 80K – as a part of the scheduled overhaul – not all units, but at least one third of them. That is actually the first trend on the market: an increase in the diameter and length of the tube, which requires more powerful injectors.

CTT: And the second trend?

R.E.: The second trend is the reduction in the price of standard services, such as cleanup, milling, well logging, jet perforating, etc. – namely, the operations offered by many companies.

As for high-tech jobs, there is no decline in price observed. It must be noted that FJV does all ▶

Все больше заказчиков хотят, чтобы использовалась труба диаметрами 44,45 мм и 50,8 мм, поскольку трубы большого диаметра позволяют расширить спектр применяемых технологий. О которых, в частности, говорилось на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Там было очень интересно!

An increasing number of customers insist on a 1 ¾" or even a 2" tube since large OD tubes allow us to apply a variety of technologies. Many of them, in particular, were discussed at the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. It was most educational!

ВК: Какие способы снижения издержек видите Вы?

Р.Е.: Рынок ждет качественную гибкую трубу с высоким ресурсом и невысокой стоимостью. Ведь одна из крупных затратных позиций – это гибкая труба: ее приобретение и амортизация. Оценив все эти факторы, в 2015 году руководство компании «ФракДжет-Волга» приняло решение организовать производство гибкой трубы стандарта API 5ST в России. В 2016 году начато строительство трубного завода на территории особой экономической зоны «Узловая» в Тульской области. Производственные площади составят 15 тыс. м кв., будут установлены современные автоматизированные производственные линии и задействована лаборатория разрушающего и неразрушающего контроля. Плановое начало выпуска продукции – четвертый квартал 2017 года. Завод будет выпускать трубы диаметром от 25,4 до 88,9 мм и длиной до 9000 м, соответствующие стандарту API 5ST в России. Мощность первой очереди предприятия при односменном режиме полностью закроет потребности российского рынка. Двухсменный режим работы позволит обеспечить рынки стран СНГ. Вторая очередь даст возможность охватить Индию и страны Ближнего Востока.

ВК: Вы сенсационно объявили об этом на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Р.Е.: Да, объявить об этом мы решили теперь, когда у нас уже производственное здание строится и оборудование закуплено.

ВК: Оборудование заграничное?

Р.Е.: Да, оборудование закуплено у мировых лидеров.

ВК: Этот проект проходит по программе импортозамещения или это идея и реализация, исходящая от компании «ФракДжет-Волга»?

Р.Е.: Это изначально наша идея и наша реализация. Мы не обращались за поддержкой к государству. Правительство Тульской области как представитель государства пригласило нас к себе в особую экономическую зону «Узловая», предложило нам разместить там производство и воспользоваться льготами, действующими в ОЭЗ.

ВК: Предприятие создаст много новых рабочих мест?

Р.Е.: Первая очередь, которая позволит полностью

Первая тенденция на рынке: увеличение диаметра и длины трубы, что требует более мощных инжекторов.

That is actually the first trend on the market: an increase in the diameter and length of the tube, which requires more powerful injectors.

types of the high-technology work. We stay up to date, and offer both standard and cutting-edge technologies and services, CT fishing, CT multi-stage fracturing, refracturing, and, of course, selective fracturing both on coiled tubing and on tubing. To sum up, the market is bound to move towards cost reduction, and all companies are looking for ways to keep their costs down.



CTT: What are the ways to reduce the costs that you see?

R.E.: The market is looking for high quality tubes with a long service life and low cost. After all, one of the most expensive items is the coiled tubing: its purchase and depreciation. Having evaluated all these factors, in 2015 FracJet-Volga decided to set up the production of CT to API 5ST standard in Russia. In 2016, the construction of a mill started in the Uzlovaya Special Economic Zone in the Tula region. The production facilities will occupy an area of 15 thousand square meters. The mill is going to be equipped with state-of-the-art automated production lines and have destructive and non-destructive testing laboratories. The mill will be commissioned in the fourth quarter of 2017. The plant will produce CT to API5ST standard, 1" to 3 1/2" OD, up to 30K feet long. The capacity of the first line (one shift) will completely cover the demand of the Russian market. Two-shift operation will allow us to supply coiled tubing to the CIS markets. The second phase will make it possible to reach India and the Middle East.

CTT: You have sensationally announced this at the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

R.E.: Yes, it was decided to make an announcement while the mill is under construction and the equipment is purchased.

CTT: Imported equipment?

R.E.: Yes, the equipment is purchased from world leading manufacturers.

Вторая тенденция – это общее снижение стоимости стандартных сервисных услуг.

The second trend is the reduction in the price of standard services.

закрывать потребности российского рынка в односменном режиме, предполагает порядка 40 человек персонала. Производство будет высокоавтоматизированное, поэтому людей не так много.

ВК: Очень важную роль в производстве гибкой трубы играет качество стального штрипса. Штрипс каких производителей планируется использовать на новом предприятии?

Р.Е.: Штрипс будет импортный, потому что в России пока не выпускается штрипс необходимого качества. Он будет от разных производителей – бесспорных лидеров в области металлургии. Однако эксперты считают, что и российские производители способны выпускать штрипс необходимого качества, но, вероятно, до сих пор им это было не очень интересно.

ВК: С экономической точки зрения?

Р.Е.: Да, поскольку, объемы штрипса для колтюбинга, которые потреблял российский производитель, были невелики. Но с появлением крупного потребителя их продукции, такого как наш новый завод, им это должно стать выгодно. У нас ведутся переговоры с крупнейшими металлургическими предприятиями. С их стороны интерес пока осторожный, но наблюдается. Я уверен, что мы с ними сможем сделать полностью российскую высококачественную гибкую трубу.

ВК: Как новое предприятие собирается конкурировать с западными производителями, у которых здесь уже наработаны устойчивые клиентские базы?

Р.Е.: Высоким качеством продукции по разумной цене.

ВК: Традиционный вопрос нашего журнала: как будет развиваться рынок российского нефтегазового сервиса?

Р.Е.: Мы надеемся, что рынок будет расти, что тенденция, когда крупные добывающие компании создают собственные сервисы, не распространится широко и для высокотехнологичных независимых сервисных компаний будет место под солнцем.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

CTI: Is this project part of the national import substitution program, or is it a FracJet-Volga initiative?

R.E.: From the very beginning, it was our own idea and our implementation. We do not ask for any support from the state. The Government of the Tula region, as a representative of the state, has invited us to Uzlovaya Special Economic Zone, to locate the mill and take advantage of the benefits of a SEZ.

CTI: The company will create a significant number of new jobs, will it not?

R.E.: The first line which will completely cover the demand of the Russian market involves about 40 positions. The production is highly automated.

CTI: The quality of the steel strip plays an essential role in CT production. What steel manufacturers have you contacted?

R.E.: Strip will be imported, because Russian companies do not manufacture the material of the required quality so far. It will come from different companies – the best of the best in metallurgy. However, Russian producers are believed to be capable of supplying the strip of the required quality. Right now they just seem to be lacking in interest.

Руководство компании «ФракДжет-Волга» приняло решение организовать производство гибкой трубы стандарта API 5ST в России.

In 2015 FracJet-Volga decided to set up the production of CT to API 5ST standard in Russia.

CTI: In economic terms?

R.E.: Yes, because the current volumes of steel for CT production are relatively insignificant. Still, with the introduction of a large-scale consumer such as our new plant, it is to become profitable. We are negotiating with the largest metallurgical enterprises. They seem to be quite cautious at the moment, but the interest is noticeable. I am confident that we will be able to produce Russian coiled tubing of the highest quality with their steel.

CTI: How is the new enterprise going to compete with Western manufacturers who have developed their stable client bases here?

R.E.: High-quality products at a reasonable price.

CTI: The traditional question of CT Times: How is Russian oil & gas service market going to develop?

R.E.: We hope that the market will keep growing, and the trend for large producing companies to establish their own services will not prevail. We hope to see high-tech independent oil & gas service companies make their mark.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Эффективное партнерство компаний «БашВзрывТехнологии» и «РН-Уватнефтегаз» *Effective Partnership between BashVzryvTekhnologii and RN-Uvatneftegaz*

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Уватнефтегаз» является дочерним обществом нефтяной компании «Роснефть». Занимается разведкой и разработкой группы Уватских месторождений, расположенных в Западной Сибири, в Уватском районе Тюменской области.

В состав Уватского проекта входят 19 лицензионных участков с 37 открытыми месторождениями, расположенными на территории Тюменской, Омской областей и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Промышленная добыча нефти на юге Тюменской области началась в 1991 году. Новые этапы в стратегическом развитии Уватского проекта реализованы в 2009 году, когда в промышленную эксплуатацию были запущены два месторождения Восточного центра освоения – Урненское и Усть-Тегусское, и в 2015–2016 годах, отмеченных запуском в эксплуатацию еще четырех новых месторождений – Протозановского, Южно-Гавриковского, им. Малыка и Западно-Эпасского.

Приоритетными стратегическими направлениями производственной деятельности в ООО «РН-Уватнефтегаз» являются поддержание добычи и раскрытие потенциала действующих месторождений, обеспечение устойчивого профиля добычи с учетом максимального коэффициента извлечения углеводородов в условиях повышения энергоэффективности, минимизация капитальных и операционных затрат, соблюдение экологической и промышленной безопасности, а также реализация качественной модернизации и применение инновационных изменений в отрасли, направленных на развитие интеллектуального и технологического потенциала Общества на основе мощного фундамента российской нефтегазовой школы – одной из лучших в мире – и в партнерстве с ведущими компаниями международного нефтяного бизнеса.

Процесс реализации стратегии Общества обеспечен в том числе заключением на тендерной основе договоров с подрядными организациями по производству работ в сфере предоставления

Limited liability company RN-Uvatneftegaz is a subsidiary of Rosneft Oil Company. Its main activity is exploration and operation of Uvat cluster of fields in Uvat area of Tyumen region in Western Siberia.

Uvat project includes 19 license blocks with 37 fields discovered in Tyumen, Omsk and Khanty-Mansi Autonomous Okrug - Yugra regions.

Oil production in the south of Tyumen region was started in 1991. New stages of strategic development of Uvat project were implemented when new fields were put into operation: two fields of the Eastern development center – Urnenskoye and Ust-Tegusskoye - in 2009 and four new fields – Protozanovskoye, Yuzhno-Gavrikovskoye, Malyk and Zapadno-Epasskoye – in 2015–2016.

Strategic priority areas for RN-Uvatneftegaz operation activity are: production maintenance, reaching the highest possible production at fields in operation, providing stable

production considering the maximum recovery factor under the conditions of high energy efficiency, minimization of capital and operational expenditures, environmental and production safety compliance, conducting high-quality upgrade and application of innovation industry changes aimed at development of intellectual and technological potential of the Company on the basis of powerful Russian oil and gas science – one of the best in the world – in cooperation with the leading international oil and gas business companies.

The process of implementation of the Company's strategy is provided by signing tender contracts for oil and gas service operations with full compliance with Rosneft Oil Company standards.

Now, one of reliable partners of RN-Uvatneftegaz LLC is ZAO BashVzryvTekhnologii.

The company provides services with coiled tubing unit in Uvat project fields since 2016. Services include: logging, bottomhole cleanout and treatment, well stimulation using nitrogen. These operations are carried out in producing wells and after sidetracking and well commissioning with preliminary milling of shut-off tools in multi-zone horizontal wells.

ZAO BashVzryvTekhnologii continuously conducts researches implementing new modern technologies and developing unique patented products taking

ЗАО «БашВзрывТехнологии» непрерывно осуществляет научно-техническую деятельность, внедряя все более совершенные технологии производства и разрабатывая уникальные запатентованные продукты с учетом актуальных требований рынка, а также проводит все виды колтюбинговых работ с использованием самого современного высоко-технологичного оборудования, парк которого регулярно пополняется с учетом новейших технологий и методик скважинных работ.

ZAO BashVzryvTekhnologii continuously conducts researches implementing new modern technologies and developing unique patented products taking into account the latest market demands. Also, ZAO BashVzryvTekhnologii provides all types of coiled tubing operations using modern high-tech equipment and regularly reinforces equipment fleet with due consideration for the latest technologies and well operations procedures.

нефтепромысловых услуг с соблюдением требуемого уровня стандартов качества нефтяной компании «Роснефть».

Одним из надежных партнеров ООО «РН-Уватнефтегаз» в настоящее время является закрытое акционерное общество «БашВзрывТехнологии».

Начиная с 2016 года на месторождениях Уватского проекта данная компания с применением комплекса оборудования ГНКТ оказывает сервисные услуги: производит работы по геофизическим исследованиям, промывке, очистке забойной зоны и освоению скважин с применением азота как на действующем фонде, так и после реконструкции скважин методом бурения боковых стволов и на этапе ввода скважин в эксплуатацию после бурения, с предварительным фрезерованием отсекающих устройств в многозональных горизонтальных участках конструкции скважин.

ЗАО «БашВзрывТехнологии» непрерывно осуществляет научно-техническую деятельность, внедряя все более совершенные технологии производства и разрабатывая уникальные запатентованные продукты с учетом актуальных требований рынка, а также проводит все виды колтюбинговых работ с использованием самого современного высокотехнологичного оборудования, парк которого регулярно пополняется с учетом новейших технологий и методик скважинных работ.

Вехой в партнерских отношениях стала плодотворная совместная работа специалистов Управления скважинных технологий и супервайзинга ООО «РН-Уватнефтегаз» и руководящего состава инженерно-конструкторской группы ЗАО «БашВзрывТехнологии». Эта работа включала инновационную составляющую и отличалась нестандартными эффективными решениями. Результатом ее явилось производство в сложных геолого-технических условиях прострелочно-взрывных работ в двух интервалах перфорации на скважине № 3030Г куст № 1 месторождения им. Малыка. Эффективность данной скважино-операции позволила в дальнейшем реализовать комплекс работ по интенсификации добычи углеводородного сырья за счет проведения гидравлического разрыва пласта скважины и обеспечила успешность выполнения требуемых показателей геолого-технических мероприятий, определяющих выполнение бизнес-плана по добыче в ООО «РН-Уватнефтегаз».

Только благодаря тщательной и кропотливой работе, проводимой в Обществе по выбору поставщиков нефтепромысловых услуг на тендерной основе, в частности, ЗАО «БашВзрывТехнологии», компании, отличающейся высоким уровнем технической оснащенности и технологического потенциала, формирующего требуемую инновационную составляющую, стало возможно эффективное решение сложных производственных задач в процессе промышленной эксплуатации месторождений.

Рассмотренный результат совместной работы характеризует ООО «РН-Уватнефтегаз» как дочернее общество, производственная деятельность которого обеспечивает реализацию долгосрочного стратегического развития нефтяной компании «Роснефть», являющейся одним из флагманов нефтяной отрасли Российской Федерации.



Рисунок 1 – Подготовительные работы к спуску перфоратора на гибкой трубе на скважине № 3030Г куст № 1 месторождения им. Малыка

Figure 1 – Preparation for running perforator in hole on a coiled tubing string in well № 3030G, pad № 1 in Malyk field



Рисунок 2 – Перфорационные заряды сработали полностью

Figure 2 – All perforating charges were deployed successfully!

into account the latest market demands. Also, ZAO BashVzryvTekhnologii provides all types of coiled tubing operations using modern high-tech equipment and regularly reinforces equipment fleet with due consideration for the latest technologies and well operations procedures.

Effective cooperation of professionals of Department of well technologies and supervising of RN-Uvatneftegaz LLC and executive design and engineering team of ZAO BashVzryvTekhnologii was a key milestone in partnership between these companies. This cooperation applied innovative and non-standard solutions. The result of this cooperation is conducting perforating operation in two perforation intervals in well № 3030G in Malyk field under harsh geology conditions. The efficiency of this operation enabled the subsequent production stimulation by hydraulic fracturing and provided effective performance of wellbore interventions and implementation of production program in RN-Uvatneftegaz LLC.

Effective solution of complex production problems during field operation was achieved only due to a hard work on selection of oil and gas service providers by tender, in particular, ZAO BashVzryvTekhnologii that is characterized by a high level of equipment and technology capability with a required level of innovation.

The presented result of this cooperation describes RN-Uvatneftegaz LLC as a subsidiary that provides implementation of long-term strategy of Rosneft Oil Company that is a leading company in Russian oil industry.

КАЧЕСТВО, ПРОВЕРЕННОЕ ВРЕМЕНЕМ

Пост-релиз 13-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ»

В Минске 1–2 марта 2017 года прошла 13-я Потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, организованная СЗАО «ФИДМАШ».

Бренд «ФИДМАШ» хорошо известен в отрасли высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Под этой маркой с 2001 года выпускается оборудование, перечень которого представлен в самом названии конференции. Славятся колтюбинговые установки «ФИДМАШ», которые, по отзывам пользователей из России и других стран СНГ, своим высочайшим качеством уверенно удерживают большую долю рынка соответствующего оборудования, в РФ – более 75%.

Традиционные потребительские конференции,

каждую весну собирающие как многолетних пользователей оборудования «ФИДМАШ», так и представителей сервисных компаний, только намеревающихся приобрести колтюбинговые установки или оборудование для производства ГРП, – уникальная форма прямого диалога между производителями оборудования и его пользователями. Это находит отражение в программах, которые состоят из докладов представителей предприятия, посвященных новым техническим решениям и инновационным видам продукции, и потребителей. Выступления последних носят практический характер и раскрывают преимущества применения оборудования «ФИДМАШ» и его возможности в осуществлении технологий, которые с каждым годом становятся все сложнее.

Программа конференции традиционно рассчитана на два дня.

С приветственным словом к участникам мероприятия обратился заместитель генерального директора СЗАО «ФИДМАШ» по техническим вопросам А.В. Линевиц.

С трибуны первого дня конференции со стороны организаторов конференции была озвучена информация о перспективных направлениях развития колтюбингового оборудования, об оптимизации состава комплекса ГНКТ за счет повышения интеграции насосно-нагнетательного



оборудования, об инновационных колтюбинговых технологиях, о совершенствовании подъемного агрегата для совместной работы с колтюбинговыми установками, о развитии систем управления флотами ГРП и опыте их модернизации, о развитии нагнетательного оборудования для ПНП, в том числе для потокоотклоняющих технологий, о сервисном обслуживании оборудования и другие сведения.

Особый интерес аудитории вызвал доклад о сервисе «ФИДМАШ онлайн», предполагающем онлайн-доступ через сайт предприятия и мониторинг данных с любой работающей установки. Этот сервис станет доступен всем пользователям оборудования «ФИДМАШ» в самом ближайшем времени. Возможности информационных технологий также будут задействованы в комплексной программе подготовки и обучения персонала заказчика, предполагающей использование специальных тренажеров, разрабатываемых ныне совместно с компанией, создающей тренажеры для гражданской авиации.

Опытом применения оборудования на месторождениях поделились представители России, Беларуси и Украины. Было рассказано о колтюбинговых технологиях, используемых в РУП «ПО «Белоруснефть», дан краткий обзор применяемого колтюбингового оборудования в ПАО «Укргаздобыча».

Как известно, в основном оборудовании

производства «ФИДМАШ» базируется на автомобильных шасси. Представителями соответствующих предприятий-партнеров на конференции было доложено о гарантийном и сервисном обслуживании шасси МЗКТ и КАМАЗ в Российской Федерации.

Не остались обойденными вниманием и финансовые вопросы, такие как инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе и комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора.

Центральным событием второго дня конференции стало посещение выставки оборудования на территории СЗАО «ФИДМАШ». Вниманию участников было представлено порядка десятка машин различного назначения. Осмотр выставки продолжился обменом впечатлениями за круглым столом.

Подробную информацию о 13-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования, цементировочного, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП читайте в следующем номере (№ 60, 2017) журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

**Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»**



СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ФЛОТОМ ГРП РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ ФИД. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

С середины XX века и до настоящего времени становление системы управления комплексом ГРП претерпело ряд глобальных изменений. Все началось с простого ручного управления процессами подачи жидкости, химреагентов и проппанта операторами. От проводимой операции требовался не количественный, а качественный эффект (рост добычи). Начиная с 70-х годов прошлого века появились разработки первых систем автоматизации процесса, которые базировались на примитивных средствах контроля для косвенного измерения.

Параллельно развивалась система математического моделирования процессов ГРП, внедрялись новые технологии и создавались химреагенты, что влекло за собой необходимость усложнения оборудования. Для управления сложными процессами требовалось применение более сложных систем управления, основанных на микроконтроллерах, датчиках прямого измерения, приводных и дозирующих систем с дистанционным управлением.

В 2000-х годах в системы управления активно внедрялась автоматизация. В этот период широко стали применяться сети CAN, Ethernet, Wi-Fi. Это позволило интегрироваться с программным обеспечением для моделирования, повысить точность операций, производить оперативный контроль и автоматическое изменение параметров ГРП во время работы.

В настоящее время в системах управления оборудованием уже широко используется сеть Internet, создаются централизованные базы данных по контролю и учету проводимых операций ГРП, используются мобильные платформы.

Группой ФИД первые внедренные разработки систем управления были созданы в 2012 году. За прошедший период системы подверглись целому ряду конструктивных улучшений, связанных с подбором и апробацией наиболее надежных компонентов, улучшениями программного обеспечения, как управляющей микроконтроллерной части, так и ПО верхнего уровня с модулями интеграции в существующие системы ERP.

Самая последняя разработка системы

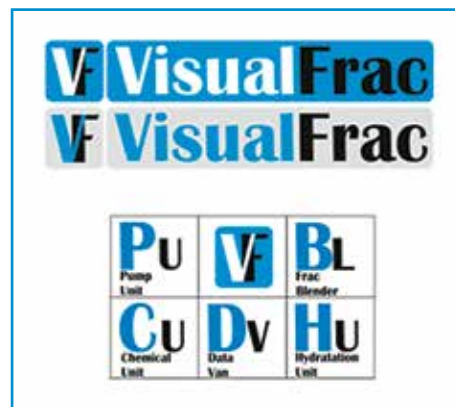


Рисунок 1 – Торговый бренд систем управления от Группы ФИД

управления получила свое собственное название – VisualFrac.

Система управления VisualFrac Группы ФИД представляет собой комплекс разнообразных программно-аппаратных средств, основанных на контроллерах ведущих производителей (IFM, Wago, Siemens). В качестве первичных преобразователей в системах управления VisualFrac используются такие мировые бренды, как Krohne, Yokogawa, Endress+Hauser, IFM, Wika, Mettler Toledo и др. Исполнительные механизмы базируются на насосах Continental, Mononov, Waukesha, Bornemann, дозаторах – Acrison, центробежных насосах – Mission Magnum, MSI, MCM Pumps и гидравлике Sauer Danfoss, Bosch Rexroth.

Для управления дозированием используются модифицированные ПИД-регуляторы, позволяющие достигать наибольшего быстродействия для поддержания заданных концентраций при любых внешних воздействиях.

Программирование этапов и настройка системы может осуществляться как с пульта оператора, так и любого ПК, подключенного к сети.

Кратко схема системы управления представлена на рис. 2.

Основные конкурентные отличия системы управления VisualFrac от аналогов:

- Максимально простой интерфейс управления,

Fidmash®

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com www.fidmashnov.by
Представительство в России «ФИДсервис»
Тел.: +7 916 281 15 53





Разработка и производство оборудования:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- а также, скважинного оборудования и инструмента (соединители с ГНКТ, клапаны обратные и циркуляционные, насадки гидромониторные, разъединители, соединительные компоновки, головки кабельные, ловильный инструмент и др.).



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК



Рисунок 2 – Схема системы управления VisualFrac

не требующий длительного времени на обучение нового персонала.

- Высокая степень автоматизации процессов позволяет заблаговременно запрограммировать весь процесс ГРП, и от оператора смесительной установки, гидратационной установки, машины химдобавок фактически не требуется вмешательство в рабочий процесс при проведении операции ГРП.
- Изначально русскоязычный интерфейс и документация, служба поддержки.
- Базовые измерения в единицах СИ (API опционально).
- Рабочая температура $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +80\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Широкий диапазон напряжения питания: $8 \dots 32\text{ V DC}$ (рассчитано на работу с бортовой системой автомобиля).
- Высокая точность и стабильность управления процессом, соответствующая технологическим требованиям всех основных заказчиков РФ.
- На базе VisualFrac имеется возможность интеграции оборудования различных производителей в единый флот.
- Возможность монтажа в оборудование любых производителей, в том числе

уже эксплуатирующегося, с доведением технологических параметров до требуемых (в рамках отдельной модернизации).

При разработке VisualFrac учитывался тот факт, что в настоящее время в России эксплуатируется большой парк оборудования иностранного производства для ГРП, в том числе состоящий из машин, ввезенных уже бывшими в эксплуатации. На время приобретения этого подержанного оборудования у ряда российских сервисных компаний отсутствовал опыт проведения ГРП в российских условиях, поэтому характеристики машин зачастую оказывались не вполне соответствующими условиям месторождений и используемым здесь технологиям.

Пользователи такого оборудования сталкиваются со следующими проблемами при его эксплуатации:

1. Устаревшая система управления, а именно:
 - для измерений используются устаревшие турбинные расходомеры, что по современным регламентам работ недопустимо;
 - низкая точность дозирования;
 - отсутствие запасных частей и поддержки со стороны производителей, поскольку они являлись мелкосерийными и к настоящему времени сняты с производства, а аналоги отсутствуют.
2. Малое количество линий дозирования химреагентов, не соответствующих дизайн-проекту.
3. Высокий процент «стопов» – преждевременных остановок закачки – по причине отказа оборудования, обусловленных сложным управлением, низкой точностью, износом электронных компонентов.
4. Как следствие всего перечисленного – *низкая конкурентоспособность при участии в*



Рисунок 3 – Переход на системы управления Группы ФИД на примере станции контроля и управления



Рисунок 4 – Переход на системы управления Группы ФИД на примере установки смесительной

тендерах на производство работ, проводимых нефтегазодобывающими компаниями.

Заменой устаревших систем управления на VisualFrac удастся устранить все вышеперечисленные проблемы и вдохнуть новую жизнь в устаревшее оборудование.

Примеры интегрирования системы управления VisualFrac в процессе модернизации

В 2016 году специалистами Группы ФИД была осуществлена модернизация установки смесительной FBRC 100 ARC производства компании Halliburton 2002 года выпуска. В рамках модернизации были проделаны комплексные работы:

- диагностика систем и узлов: гидронасосов, гидромоторов, датчиков, химических насосов, задвижек, манифольдов, металлоконструкций;
- демонтаж старого пульта управления, маркировка кабелей;
- монтаж нового пульта управления;
- замена датчиков: расходомеров входных и

выходных манифольдов, уровнемера, датчиков расхода шнеков, датчиков расхода жидких химреагентов;

- замена химнасосов на насосы требуемой производительности;
- замена кабелей и разъемов;
- монтаж системы обогрева баков;
- установка тента;
- ремонт смесительного бака;
- симуляция процесса ГРП, настройка контуров, тарировка;
- обучение персонала;
- сопровождение работ на скважине.

До модернизации блендер FBRC 100 ARC был не способен осуществлять операции в данном регионе, но уже сегодня он выполняет задачи по проведению специфичных операций в ГРП.

Система управления VisualFrac на сегодня является наиболее современной и гибкой отечественной разработкой и позволяет не только выводить установки флотов ГРП на новый технологический уровень точности и автоматизированности, но и вдыхать «новую жизнь» в старое оборудование при комплексной модернизации. ☺



Рисунок 5 – Установка нового пульта управления



Рисунок 6 – Установка тента



VisualFrac

VisualFrac – семейство программно-аппаратных средств для управления процессом проведения ГРП.

Разработаны с учетом специфики эксплуатации в регионах России:

- Максимально простой интерфейс управления не требует длительного времени на обучение нового персонала.
- Высокая степень автоматизации процессов – от оператора смесительной установки, гидратационной установки, машины химдобавок фактически не требуется вмешательство в рабочий процесс при проведении операции ГРП.
- Изначально русскоязычный интерфейс и документация, служба поддержки
- Базовые измерения в единицах СИ (API опционально)

VisualFrac – Blender



Автоматическое управление приготовлением смеси для проведения операции ГРП.
До 3-х шнеков подачи пропанта
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов
До 4-х линий подачи сухих химреагентов
Автоматическое управление входным (поддержание уровня) и выходным (поддержание давления) центробежными насосами
Автоматическое управление миксером в зависимости от концентрации пропанта.

VisualFrac – PumpUnit



Управление одиночной насосной установкой либо комплексом установок.
Автоматическое поддержание расхода или давления.
Аварийное отключение по превышению давления, в т. ч. при срабатывании датчика на любой установке, а также по внешним датчикам (устье, манифольд).
Контроль рабочих режимов двигателя, КПП, насоса высокого давления

VisualFrac – HydratationUnit



Автоматическое управление приготовлением жидкости разрыва «на лету»
Автоматическая подача гелеобразователя
До 4-х линий подачи жидких химреагентов
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки или блендера.

VisualFrac – ChemicalUnit



Автоматическое управление подачей химреагентов и контроль состояния химреагентов в емкостях
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки, блендера или любого внешнего расходомера

VisualFrac – DataVan



Контроль всех установок.
Запись данных процесса, возможность записи данных от всех установок в один файл
Передача данных удаленным пользователям.
Передача данных в другие программы для обработки: FracPro, Meyer.
Визуализация данных – графики, таблицы.
Сбор данных от дополнительных датчиков: давление, уровень жидкости и пропанта в емкостях, внешний расходомер и т.д.



«НКМЗ-Групп» стремится решать проблемы комплексно

NKMZ-Group Strives To Find Integrated Solutions

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает Р.Р. Галимов, заместитель генерального директора по технологиям ООО «ТД «НКМЗ».

«Время колтюбинга»: Рамиль Ривкатович, познакомьте наших читателей с «НКМЗ-Групп».

Рамиль Галимов: «НКМЗ-Групп» – это группа компаний, включающая в себя предприятия различной направленности, но объединенные общими задачами по освоению, эксплуатации, текущему и капитальному ремонту скважин. Одним из главных направлений работы группы является проектирование, производство и инженерно-технологическое сопровождение подземного оборудования, а также оборудования для проведения текущих, капитальных ремонтных и изоляционных работ. Это направление вот уже более 12 лет успешно развивается на одном из предприятий группы – Торговом доме «НКМЗ». Продукция ООО «НКМЗ-Групп» широко применяется при освоении и эксплуатации месторождений нефти, газа и газоконденсата в России, странах ближнего и дальнего зарубежья. Следующие, но не менее важные направления занимаются разработкой, производством и поставкой оборудования для нефтегазового сервиса – перфорационных систем, термоизолированных лифтовых труб (применяются в регионах с вечномерзлыми породами, а также в технологиях разработки высоковязких нефтей), спецтехники и магистральных насосов.

ВК: Понятно, что Вы, занимая должность заместителя генерального директора по технологиям, не можете не быть в курсе всей номенклатуры продукции. Но все же, какова область Ваших основных инженерных интересов?

Р.Г.: Вы абсолютно правы, занимаясь непосредственно направлением подземного оборудования, я знаю не только параметры выпускаемого оборудования и компоновок, но и принимаю непосредственное участие в модернизации существующего и проектировании нового оборудования, при этом разработка нового оборудования для меня как инженера наиболее интересна.

ВК: Вы упомянули оборудование для многостадийного ГРП. Эта технология находится в фокусе нашего журнала.



R. Galimov, Deputy Director for technology at NKMZ-Group LLC gives interview for Coiled Tubing Times journal.

Coiled Tubing Times: Ramil Rivkatovich, let's get our readers acquainted with NKMZ-Group.

Ramil Galimov: NKMZ-Group is a group of companies that includes different enterprises that perform the same tasks for well stimulation, production

and workover operations. One of the priority areas in our company is job planning, manufacturing and engineering support of downhole tools as well as equipment for workover and isolation operations. This area has been successfully developing for more than 12 years at one of the group enterprises – Trade House NKMZ. NKMZ Group LLC tools are widely used for stimulation and operation of oil, gas and gas condensate fields in near and far-abroad countries. The other important areas are development, manufacturing and delivery of oil and gas service equipment – perforation systems (for use in permafrost rock regions and in high-viscous oil fields development), special-purpose machinery and main line pumps.

CTI: Since you are Deputy Director for technology, you are supposed to know all range of products. But what are your major engineering interests?

R.G.: You are absolutely right, since my area is downhole tools, aside from knowing equipment and assemblies' parameters I personally participate in upgrading existing equipment and designing of new tools that are of the utmost interest to me.

CTI: You mentioned equipment for multistage fracturing. Our journal is focused on this precise technology. Could you tell more about NKMZ-Group best practices in this technology?

R.G.: NKMZ-Group has been manufacturing equipment for interval and selective fracturing under one trade mark Fractech™, for many years. Some of our engineering solutions applied in our tools are unique. Recently we set the goal to manufacture the full range of equipment for multistage fracturing. After examining oil and gas companies' demands for multistage fracturing equipment and technology including that using coiled tubing, we

Расскажите, пожалуйста, о наработках «НКМЗ-Групп» в данной области.

Р.Г.: «НКМЗ-Групп» уже много лет производит оборудование, объединенное торговой маркой Fractech™, для проведения интервального и селективного ГРП, и некоторые инженерные решения, примененные в нашей продукции, уникальны. С недавнего времени мы решили освоить выпуск полного комплекса оборудования для проведения многостадийного ГРП. Изучив потребности нефтегазовых компаний в оборудовании и технологиях для проведения МГРП, в том числе с применением колтубинга, мы приступили к разработке нескольких компоновок. На сегодняшний день ведутся заключительные заводские испытания, и в ближайшее время мы планируем провести работы на скважинах по двум из пяти проектируемых технологий. Не буду вдаваться в подробности и широко раскрывать данные технологии, пока не получим реальных результатов проведения многостадийного ГРП в скважине, но отмечу, что часть оборудования проектировалась с учетом обеспечения закрытия необходимых интервалов и проведения рефрака, что на сегодняшний день вызывает все больший интерес у компаний-заказчиков. Думаю, ▶

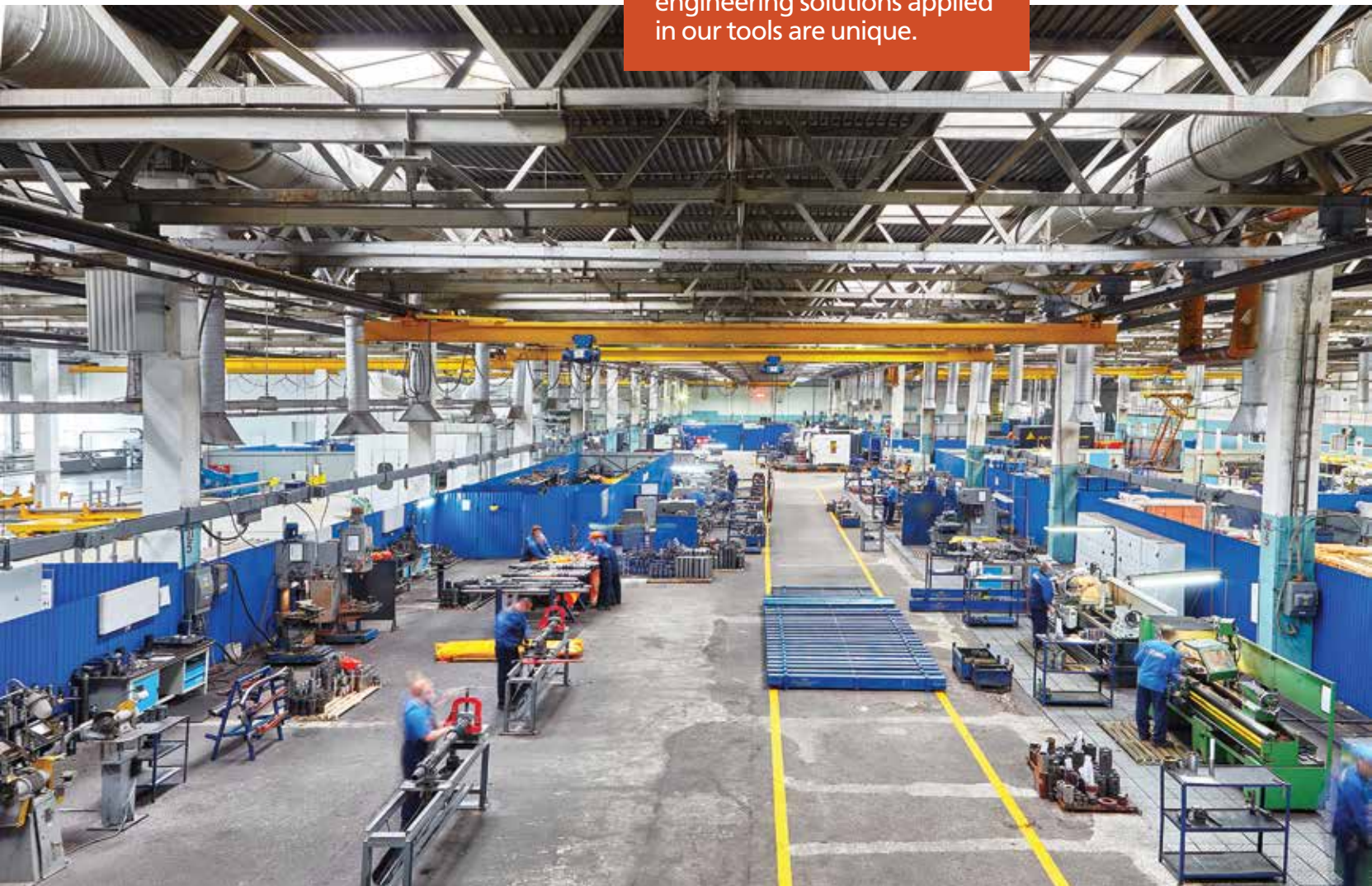
started to develop several assemblies. At present time we are in the process of the last factory tests, in the nearest future we are planning to conduct well operations using two technologies out of five. I won't go more in detail and describe these technologies until we get real hands-on results of conducting multistage fracturing. Though I would note that some tools were designed to close

«НКМЗ-Групп» уже много лет производит оборудование, объединенное торговой маркой Fractech™, для проведения интервального и селективного ГРП, и некоторые инженерные решения, примененные в нашей продукции, уникальны.

NKMZ-Group has been manufacturing equipment for interval and selective fracturing under one trade mark Fractech™, for many years. Some of our engineering solutions applied in our tools are unique.

required intervals and conduct re-fracturing that arouses great interest in customer companies. I think that by the time of the next conference “Coiled tubing technologies, fracturing and well workover” we will be experienced enough to present a report.

СТТ: How do you come up with the ideas of creating certain equipment for multistage fracturing? ▶



что к следующей конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» у нас будет определенная наработка по оборудованию, и вполне возможно, что мы выступим с докладом.

ВК: Как приходят идеи создания тех или иных видов оборудования для многостадийного ГРП?

Р.Г.: Основанием для разработки того или иного оборудования, и это относится не только к многостадийному ГРП, является запрос от компании, в котором указываются требования и функциональность, предъявляемые к оборудованию. Работу продолжает диалог специалистов нашей компании и компании заказчика, а также анализ рынка на наиболее востребованное оборудование. В качестве примера можно привести освоение компоновок для многостадийного ГРП. Далее определяются сроки и этапы – от разработки конструкторской документации до полномасштабных испытаний в скважине. Возвращаясь к вопросу многостадийного ГРП, хочу отметить, что специалистами компании накоплен большой опыт в проектировании и производстве оборудования для проведения ГРП. С багажом такого опыта и с применением программ инженерного анализа при проектировании мы можем анализировать и прогнозировать, как будет себя вести оборудование для многостадийного ГРП плюс заводские испытания прототипов на испытательном стенде, но все эти результаты, конечно, относительны, хотя и максимально приближены. Реальную работоспособность оборудования можно увидеть только при работе в скважине, к тому же нельзя забывать, что на различных месторождениях условия эксплуатации отличаются.

ВК: Какие компании, если не секрет, Ваши основные заказчики?

Р.Г.: Львиную долю поставок выпускаемого нами оборудования занимает Россия. Это такие компании, как «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЕК», «Роснефть», «Руснефть», «Сургутнефтегаз» и др. Также есть опыт многолетнего сотрудничества с компаниями ближнего зарубежья, а именно с Казахстаном и Беларусью, из дальнего зарубежья можно назвать Венесуэлу и Сербию.

ВК: А конкуренты Вашей компании в основном российские или зарубежные?

Р.Г.: Тут мне хочется вспомнить теорию относительности Альберта Эйнштейна, поскольку



Специалистами компании накоплен большой опыт в проектировании и производстве оборудования для проведения ГРП.

Our professionals are truly experienced with design and manufacturing of fracturing equipment.

R.G.: The base for the process of development of certain equipment is as follows: customer request provided with requirements for equipment performance. This relates not only to multistage fracturing. Then, our specialists communicate with customer and conduct market analysis for the most popular equipment. As an example I would take assemblies for multistage fracturing. Then, time limits and operation stages are

determined – from development of design documentation up to pilot testing in the field. Turning back to multistage fracturing I would like to point out that our professionals are truly experienced with design and manufacturing of fracturing equipment. With so great experience, factory testing of prototypes and engineering analysis program used for design, we can analyze and make forecasts on performance of equipment. However, all this results are relatively effective though they are close to the real results. True working efficiency may be represented only during well operation. In addition, we should remember that different fields exhibit different operation conditions.

СТТ: What companies are your major customers, if you don't mind me asking?

R.G.: Vast majority of our tools are used in Russia. This is Gazprom, Lukoil, Novatek, Rosneft, Russneft, Surgutneftegaz and other companies. Also we have experience of a long-term cooperation with companies from post-Soviet countries, Kazakhstan and Belarus. Far-abroad countries include Venezuela and Serbia.

СТТ: Are you competitors mostly Russian or from abroad countries?

R.G.: It is hard to answer this question so I would like to recall the Einstein's relativity theory. I won't name that companies but I can say that companies compete in every segment. For example, gas wells are mostly serviced by foreign companies. As for production equipment and rapidly developing technology of multistage fracturing –

на этот вопрос нельзя дать однозначный ответ. Не буду называть компании, скажу лишь, что в каждом сегменте есть конкурирующие компании. К примеру, если говорить о газовых скважинах, то здесь преимущественно зарубежные производители, а если рассматривать оборудование для эксплуатации скважин нефтяных месторождений и развивающуюся сейчас у нас технологию многостадийного ГРП, то здесь большей частью присутствуют российские компании.

ВК: Помогает ли развитию сегмента производства оборудования для многостадийного ГРП взятый российским правительством курс на импортозамещение?

Р.Г.: Введение санкций и, как следствие, запуск программы импортозамещения дали дополнительный импульс развитию отечественных технологий и позволили российским компаниям расширить линейку выпускаемой продукции. С уверенностью могу сказать, что ООО «НКМЗ-Групп» к вопросу импортозамещения отнеслось не формально, а с полной серьезностью и ответственностью, продвигаясь к поставленным целям.

ВК: Что, по Вашему мнению, нужно для того, чтобы отечественные компании – производители оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса интенсивно развивались?

Р.Г.: Я уверен в том, что наши компании будут развиваться. Но развитие, разработка новых видов оборудования невозможны без тесного взаимодействия с компаниями-недропользователями. С их стороны также должен проявляться интерес. Нефте- и газодобывающие компании зачастую ориентируются на внедрение зарубежных, а не отечественных технологий, однако в ряде случаев успешное решение проблем является результатом совместной работы отечественных компаний – разработчиков оборудования и нефтегазовых компаний – заказчиков этого оборудования.

ВК: Нередко приходится слышать от представителей нефтегазосервисных компаний, что, дескать, есть очень хорошие

Нефте- и газодобывающие компании зачастую ориентируются на внедрение зарубежных, а не отечественных технологий, однако в ряде случаев успешное решение проблем является результатом совместной работы отечественных компаний – разработчиков оборудования и нефтегазовых компаний – заказчиков этого оборудования.

Oil and gas companies are focused on the introduction of foreign technologies rather than Russian ones. However, in some cases problems are successfully solved by cooperation of Russian oil and gas equipment manufacturers and customer companies.

these tasks are performed mostly by Russian companies.

CTI: Russian government turned to import substitution – does it help the equipment manufacturing segment develop?

R.G.: Galimov: Sanctions introduction and consequent import substitution program encouraged Russian technology development

and enabled enhancement of product lines. I'm sure that NKMZ-Group LLC takes import substitution seriously and with full responsibility as we reach goals that were set.

CTI: What do you think should Russian manufacturers of high-tech oil and gas service do to develop rapidly?

R.G.: I'm sure that Russian companies will develop. But development of new equipment is impossible without close cooperation with license holders. Often, oil and gas companies are focused on the introduction of foreign technologies rather than Russian ones. However, in some cases problems are successfully solved by cooperation of Russian oil and gas equipment manufacturers and customer companies.

CTI: Oil and gas service companies' representatives often claim that there are some good examples of Russian equipment and/or tools but there is no Russian company that can offer the full range of equipment. Unlike, for example, Baker Hughes. Is NKMZ-Group focused on development of equipment product lines?



отдельные виды отечественного оборудования и/или инструмента, но полную номенклатуру оборудования для тех или иных работ редко какая компания может предложить. В отличие от, например, Baker Hughes. Нацелена ли «НКМЗ-Групп» на разработку именно линеек оборудования?

Р.Г.: «НКМЗ-Групп» занимается разработкой, изготовлением и поставкой не единичных видов оборудования. Мы стараемся полностью локализовать всю технологию: все оборудование, входящее в состав данной технологии, весь необходимый инструмент, все инженерно-технологическое сопровождение. Мы стремимся решать проблемы комплексно.

ВК: Наша беседа происходит в процессе 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Вы впервые являетесь участником этого ежегодного мероприятия?

Р.Г.: Да, впервые. Но, думаю, не в последний раз. Здесь я встретился с представителями ряда компаний, с которыми давно планировал выйти на контакт, но по ряду причин не получалось это осуществить. Уже сейчас могу сказать, что программа очень интересная плюс отличная площадка для дискуссий и много интересных людей, с которыми можно обсудить разные практические вопросы. Важную информацию можно получить не только из официальных докладов, но и в кулуарах общение идет очень интенсивное и плодотворное.

ВК: Натолкнула ли Вас информация, которую Вы почерпнули на конференции, на новые идеи?

Р.Г.: На данный момент, по тем технологиям, которые озвучивались в докладах, у нас уже есть наработки: что-то в рамках опытно-промышленных испытаний, что-то в процессе разработки. Мы сейчас ведем работы по подбору скважин-кандидатов для проведения скважинных испытаний созданного нами оборудования по одной из прогрессивных технологий, о которой докладывалось с трибуны конференции. Чего-то явно нового я здесь пока не услышал, но завтра программа продолжится, а по возвращении я собираюсь еще раз внимательно посмотреть все презентации докладов конференции по тематике МГРП.

ВК: Помогает ли Вам в работе наш журнал?

Р.Г.: При поиске нужной информации в сети Интернет я неоднократно выходил именно на статьи Вашего журнала, так что с уверенностью могу сказать, что ДА.

ВК: Ваши пожелания коллегам – представителям российских компаний

Р.Г.: NKMZ-Group develops, manufactures and delivers the whole range of technology equipment rather than single tools. We try to cover all technology aspects: all equipment of this technology, all required tools and all engineering support. We try to find integrated solutions.

CTI: Our interview takes place in terms of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. Is this your first participation in this annual event?

Р.Г.: Yes. But I think this is not the last time. Here I met some companies' representatives whom I wanted to contact long ago but I couldn't make it back then for some reasons. Now I can say that the program is very interesting. Moreover, this event is a great platform for discussions; there are lots of interesting people to talk to about different practical issues. The important information can be obtained not only from official

reports. The informal communication is also very interesting and effective.

CTI: Was this information useful for generating new ideas?

Р.Г.: At present time, we conduct some preliminary work on those technologies

При поиске нужной информации в сети Интернет я неоднократно выходил именно на статьи Вашего журнала.

While surfing the Internet I often find articles of your journal.





– производителей оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Р.Г.: Развития и еще раз развития: ведь для любой компании-производителя главное, на мой взгляд, – это востребованность выпускаемого оборудования, что, в свою очередь, обеспечивается развитием самого оборудования, обеспечивающего современные и прогрессивные технологии эксплуатации.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

НАША СПРАВКА

Общество с ограниченной ответственностью «НКМЗ-Групп» (ранее ООО «Нефтекамский машиностроительный завод») основано в 2002 году на производственной базе «Нефтекамского завода бурового инструмента», построенного в 1986 году, и занимается разработкой и производством оборудования для предприятий нефтегазовой промышленности.

Одним из направлений работы ООО «НКМЗ-Групп» является разработка и производство пакерно-якорного оборудования, скважинной оснастки, двухпакерных и многопакерных компоновок типа КОУС, отвечающих современным требованиям эксплуатации, а также комплексов оборудования, обеспечивающих проведение всех технологических операций в процессе эксплуатации скважин и автоматическое перекрытие ствола скважины клапаном-отсекателем в случаях нарушения режима работы скважины.

Уникальная, современная и мощная производственная база, использование новейших технологий и материалов, полный, независимый цикл производства дает возможность изготавливать пакерно-якорное оборудование на уровне лучших мировых образцов при конкурентных на рынке ценах.

Особое внимание предприятием уделяется качеству выпускаемой продукции. В 2006 году на заводе была внедрена система менеджмента качества предприятия международного стандарта ISO 9001:2000. В 2015 году успешно проведен третий ресертификационный аудит-апгрейд по ISO 9001:2008 (Сертификат №RU228317Q-A).

«НКМЗ-Групп» на сегодняшний день единственный производитель в России, получивший лицензию №11D1-0068 на право наносить монограмму на продукцию, отвечающую требованиям спецификации API 11D1 (Пакеры и пробки мостовые) для уровней валидации пакеров по V6 и V5 и сертификат о регистрации СМК согласно требованиям API Q1 на проектирование, производство и поставку пакеров, якорей для нефтяной и газовой промышленности от Американского нефтяного института API.

Выпускаемая продукция завода сертифицирована и имеет разрешительные документы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

described in the reports: some of it is at the stage of pilot testing, some – at the stage of engineering design. Now we select wells for pilot testing of our equipment for one of the cutting-edge technologies that was described at the conference. There wasn't anything brand new yet but there's still a day ahead. After coming back I'm going to investigate thoroughly all presentations of the conference on multistage fracturing.

CTT: Do you find our journal useful for your work?

R.G.: While surfing the Internet I often find articles of your journal, so I can certainly say – YES.

CTT: Do you have any wishes to your colleges – representatives of Russian manufacturers of high-tech oil and gas service equipment?

R.G.: I wish them development: in my opinion, the most crucial thing for any manufacturer is a demand for equipment that is provided by development of equipment for modern and advanced technologies.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

OUR REFERENCE

NKMZ — Group Limited Liability Company (previously Neftekamsk Machinery Plant LLC) was established in 2002 at the production facilities of the Neftekamsk Drilling Tools Plant built in 1986 and its business is development and production of equipment for enterprises in the oil and gas industry.

One of the activities pursued by NKMZ-Group LLC in its operations is development and production of packer and anchor equipment, well accessories, double packer and multi-packer set-ups of KOUS type, which meet up-to-date service requirements, as well as kits of equipment which enables performance of all the process operations during the well operation and automatic closure of the well bore using a shutoff valve if there is a disruption of the well's operating mode.

Unique, state-of-the-art and powerful production facilities, use of the newest technologies and materials, complete, independent production cycle make it possible to manufacture packer and anchor equipment at the level of the world's best products at competitive prices in the market.

The special focus of our Company is on the quality of the products we make. During 2006, the Plant put in place the enterprise quality management system per ISO 9001:2000 International Standard (Certificate No. 199156). During 2012, recertification-audit upgrade was conducted per ISO 9001:2008.

The company was the first to obtain License No.11D1-0068 entitling us to put the monogram on the products compliant with the requirements of the API 11D1 specification for packer validation levels V6 and V5, and the Certificate of Registration of the Quality Management System in compliance with the API Q1 requirements for design, manufacture and supply of packers and anchors for the oil and gas industry issued by the American Petroleum Institute (API).

The products which the Plant manufactures have been certified and have the authorizing documents issued by the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision.

Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН

А.В. ИЛЬЮША, д. т. н., проф., В.Я. АФАНАСЬЕВ, д. э. н., проф., В.Ю. ЛИННИК, д. э. н., проф., В.В. ШЕРСТКИН, к. т. н., доц., ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления»; А.В. КОРЧАК, д. т. н., проф., М.Г. РАХУТИН, д. т. н., проф., Горный институт НИТУ МИСиС; А.А. КАВЕРИН, к. т. н., ОАО «НК «Роснефть»

Перспективы добычи нефти в России, как известно, во многом связывают со стабилизацией и дальнейшим развитием нефтедобычи в Западной Сибири путем вовлечения в разработку так называемых трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) и прежде всего с добычей нефти из сланцевых залежей баженовской свиты горных пород и созданием так называемых прорывных технологий [1]. Перспективные мировые запасы углеводородов во многом связывают также с высоковязкой тяжелой нефтью. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 6–7 млрд т, 71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. При этом в Приволжском и Уральском регионах содержится 60,4% от общероссийских запасов тяжелых и 70,8% вязких нефтей. Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарстане, Удмуртии, Башкортостане, Самарской и Пермской областях. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов требуются большие инвестиции и, что еще важнее, разработка и внедрение новых отечественных технологий, обеспечивающих кардинальное повышение степени и полноты извлечения нефти (КИН), снижение энергоемкости и издержек на добычу тяжелой нефти при максимальном использовании отечественного опыта, технологий и оборудования.

Исчерпание промышленных запасов традиционной нефти в основных нефтедобывающих регионах России (Западная Сибирь и Поволжье) ставят на повестку дня необходимость освоения и промышленной эксплуатации запасов тяжелой высоковязкой (битумной) и сланцевой нефти, а также других ресурсов трудноизвлекаемого углеводородного сырья. Все более острой перед нефтяной отраслью России становится и проблема эксплуатации традиционных нефтяных месторождений на поздней стадии отработки, поскольку обводненность продукции скважин во многих случаях превышает все допустимые пределы, а коэффициент извлечения нефти

(КИН), по имеющимся данным, в целом по месторождениям оказывается ниже даже проектных (расчетных) величин, составляющих не более 0,5–0,6 [2]. Достаточно привести пример некогда крупнейшего Арланского нефтяного месторождения в Башкортостане [3–5], имевшего начальные запасы 1,2 млрд т и введенного в эксплуатацию в 1958 году. За время эксплуатации этого месторождения было добыто 500,0 млн т нефти, и сегодня оно уже считается почти полностью выработанным, поскольку из-за высокой обводненности продукции скважин (95%) дальнейшая эксплуатация месторождения оказывается мало рентабельной, притом что и фактический КИН на уровне 0,396 вряд ли достигнет проектной величины. К сожалению, как показывают многочисленные и уже длительно ведущиеся попытки промышленной добычи нефти из баженовской свиты в Западной Сибири, фактические величины КИН при этом с использованием в общем-то традиционных скважинных технологий освоения и отработки продуктивных пластов и вовсе не превышают величин 7–10%.

Исходя из приведенных выше соображений, можно сформулировать ряд следующих, на наш взгляд, критически важных особенностей и специфических требований, предъявляемых как к известным сегодня технологическим подходам и способам добычи нефти, предопределяющим потенциальные возможности совершенствования нефтедобычи в целом, так и, главное, пути поиска новых инновационных, будем говорить, прорывных технологий и подходов к освоению и эксплуатации традиционных нефтяных месторождений, а также перспективных ресурсов и запасов сланцевой и высоковязкой (тяжелой) нефти. Эти требования и характеристики (свойства) с известной долей условности вполне естественно группировать по трем основным категориям или группам, а именно: физико-технические (технико-технологические), экологические и экономические, как это показано ниже в табл. 1.

Сегодня, как известно, повышение эффективности добычи нефти даже на

Таблица 1 – Принципиальные особенности (характеристики) прорывных технологий и подходов освоения и эксплуатации нефтяных месторождений

Вид (тип) основных свойств и характеристик	Формулировка и (или) содержательное описание предъявляемых требований и характерных свойств
1. Экологические	1.1. Отсутствие отрицательного техногенного воздействия на дневную поверхность (окружающую среду) действующих и вновь осваиваемых нефтедобывающих регионов страны. 1.2. Минимизация вредного экологического воздействия на продуктивные пласты и другие элементы подземного горного пространства при ведении подготовительных и добычных горных работ.
2. Физико-технические (технико-технологические)	2.1. Универсальность – возможность применения единых (базовых) технологических схем (систем разработки нефтяных месторождений) при освоении и эксплуатации любых типов запасов и ресурсов нефти на всех этапах и стадиях эксплуатации месторождений. 2.2. Снижение общего объема бурения добывающих скважин (разбуривание месторождений), необходимого для полного и рентабельного освоения и эксплуатации нефтяных месторождений, областей и провинций. 2.3. «Совместимость» методов, способов и рабочих агентов воздействия на продуктивные пласты для стимуляции и повышения нефтеотдачи с фильтрационно-емкостными свойствами и характеристиками пластов коллекторов. 2.4. Маневренность – «ввод в действие», выход на номинальную мощность, остановка и консервация производства, переход на другой «продукт» и т.п. при изменении рыночной ситуации и экономической конъюнктуры. 2.5. Отсутствие климатической уязвимости производственной инфраструктуры, основных производственных зон, технологических объектов и рабочих мест. 2.6. Повышенная физическая защищенность и устойчивость производственной инфраструктуры в отношении форс-мажорных обстоятельств природного и (или) преднамеренного поражающего воздействия.
3. Экономические (коммерческие)	3.1. Обеспечение возможности кардинального повышения (исходя из теоретически возможных пределов) величин фактических КИН при требуемой интенсивности отработки месторождений. 3.2. Полнота и комплексность использования продукции скважин (добываемая жидкость, попутный нефтяной газ и т.д.), а также возможность освоения и эксплуатации других энергетических ресурсов, например, угольных пластов, имеющих в интервалах нефтегазоносности массивов горных пород. 3.3. Практически неограниченный срок службы (жизненный цикл) хозяйственного использования создаваемых основных фондов и инфраструктуры в нефтедобывающих регионах. 3.4. Корректная ранжируемость по традиционным и общепринятым критериям экономической эффективности, непротиворечивость имеющемуся производственно-технологическому опыту и основным тенденциям развития индустрии энергообеспечения и рационального природопользования.

месторождениях с традиционными коллекторами связывают с применением дорогостоящих технологий горизонтального бурения скважин и гидравлического разрыва (ГРП) продуктивных пластов. Однако при освоении и эксплуатации нетрадиционных источников и ресурсов нефти, к которым, разумеется, относятся сланцевые нефтегазоносные залежи и месторождения высоковязкой (битумной) нефти, приходится сталкиваться со многими осложняющими факторами и обстоятельствами, которые серьезно затрудняют производство работ. В целом поэтому требуются большие усилия не только для наращивания объемов добычи нефти, но даже и для поддержания ее на достигнутых уровнях.

Прежде всего, это необходимость значительного увеличения объемов бурения как вследствие увеличения глубины залегания продуктивных пластов, так и из-за требующегося при этом существенного уплотнения сетки скважин для повышения интенсивности извлечения и нефтеотдачи пластов. Другим весомым фактором является необходимость проведения в процессе эксплуатации операций по многостадийному

ГРП в добычных (горизонтальных) скважинах, что существенно сказывается на издержках производства. Дело в том, что сами технологии ГРП и их эффективность различаются свойствами и качеством рабочей (технологической) жидкости гидроразрыва и пропантов, закачиваемых в пласт с поверхности земли по скважинам для искусственного создания и закрепления в пласте трещин, протяженность которых определяется объемами закачки жидкости гидроразрыва и может иметь длину от 10–20 м при локальном характере ГРП, достигать 80–120 м при глубокопроникающем гидроразрыве, а при массивированном ГРП – доходить до 1000 м и более. Основное назначение жидкости гидроразрыва в этих способах – это передача с дневной поверхности на забой скважин (точнее, в зону гидроразрыва пласта) энергии, необходимой для раскрытия трещины и транспортировки (продавливания) пропанта вдоль всей трещины. Применяемая жидкость гидроразрыва должна обладать свойствами деструкции (разложения) после обработки пласта, оказывать минимальное отрицательное воздействие на пласт при контакте

с породой и пластовыми флюидами, а также удовлетворять другим важным технологическим требованиям. При этом гидроразрыв пласта необходимо применять как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах, а в качестве рабочей жидкости гидроразрыва в настоящее время необходима в больших количествах пресная вода, что во многом предопределяет высокую стоимость этих работ и ограничивает область их широкого практического применения.

Однако при осуществлении многоступенчатых гидроразрывов продуктивного пласта (сланцевой залежи), находящегося на значительной глубине от дневной поверхности, откуда производится нагнетание под высоким давлением рабочей среды гидроразрыва, необходимы не только значительные объемы этой рабочей среды ГРП (например, воды), но и дорогостоящих и агрессивных химических добавок, воздействующих на пласт, которые циркулируют между дневной поверхностью и продуктивным пластом в процессе многоступенчатых гидравлических разрывов пласта. Все это приводит к высокой стоимости работ по многоступенчатому ГРП и выполнению физико-химических воздействий на пласт, необходимых для повышения интенсивности и величины нефтегазоотдачи пласта и добывающих скважин, а также приводит к повышенной опасности значительных утечек указанных веществ в окружающую среду (атмосфера, поверхностные и подпочвенные воды, водоносные горизонты и т.д.). К числу существенных недостатков известного способа добычи сланцевой нефти скважинами, которые бурятся непосредственно с поверхности над сланцевой залежью, в особенности из глубокозалегающих продуктивных пластов, является также высокая неопределенность относительно результатов проведения многоступенчатых ГРП и интенсифицирующих физико-химических воздействий на пласт и добывающие скважины из-за большого разнообразия коллекторских свойств и характеристик проницаемости коллекторов в сланцевых залежах. Создание в таких условиях эффективной, достаточно устойчивой и длительно действующей дренирующей системы и геометрии гидроразрыва пласта является достаточно проблематичным и весьма затратным, а разработка типовых и общеприменимых схем и приемов для решения этой, можно сказать, центральной при добыче сланцевой нефти проблемы и вообще вряд ли возможна.

Боле того, технологии водного ГРП (так называемый водный фрекинг) и водогазового воздействия на продуктивные пласты с глинистыми породами и вовсе, что называется, противопоказаны из-за их разбухания при контакте с водой и, следовательно, из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов коллекторов. Именно это

принципиальное ограничение, по мнению многих специалистов, становится все более очевидным и выдвигается на первый план при освоении месторождений баженовской свиты.

Но все же, по-видимому, главным препятствием на пути широкого распространения по миру технологий добычи сланцевых углеводородов методом водного фрекинга является большая экологическая нагрузка на окружающую среду непосредственно на дневной поверхности и в подземном пространстве над продуктивными пластами, возникающими при отработке продуктивных пластов скважинами, которые бурятся с поверхности.

Как показывают выполненные нами инициативные исследования, в наибольшей степени эти требования могут быть реализованы путем разработки и внедрения инновационных [6] шахтно-скважинных технологий освоения и эксплуатации запасов тяжелой высоковязкой (битумной) и сланцевой нефти, а также других ресурсов трудноизвлекаемого углеводородного сырья, интегрирующих в себе адекватным образом громадный опыт горношахтной отработки месторождений твердых полезных ископаемых и традиционные скважинные технологии добычи нефти. Вскрытие и подготовка нефтегазосодержащих пластов и залежей к отработке при этом осуществляется шахтными стволами и подземными горно-подготовительными выработками, а добыча

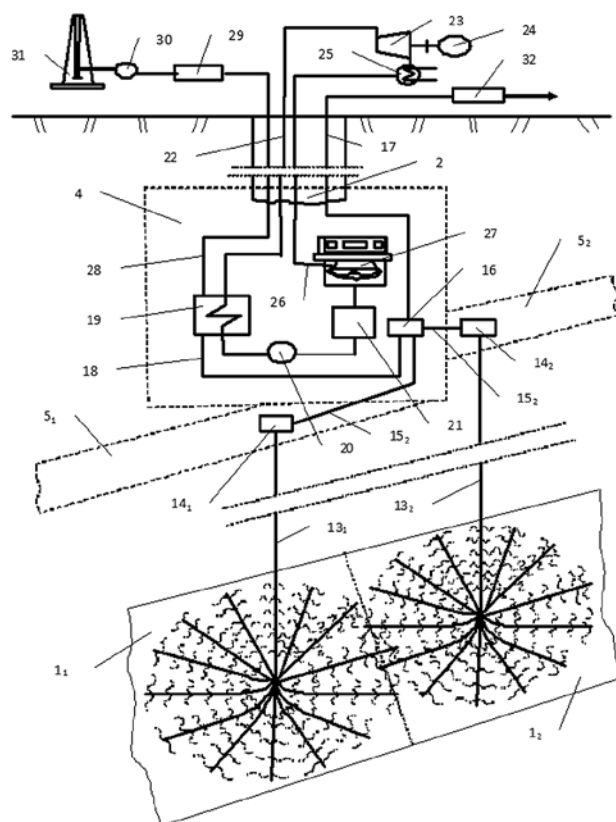


Рисунок 1 – Базовая технологическая схема шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи сланцевой нефти

нефти ведется скважинными технологиями путем формирования высокоэффективных дренирующих систем и применением «щадящих» термогазожидкостных воздействий и обработки продуктивных пластов для обеспечения высокой интенсивности и полноты извлечения углеводородного сырья [7–11].

Одна из базовых технологических схем шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи сланцевой нефти представлена на рис. 1 и включает в себя: 1, 1₂ – выемочные (добычные) блоки сланцевой залежи; 2 – основной (главный) шахтный ствол технологического комплекса; 4 – горные выработки околоствольного двора; 5, 5₂ – основные подземные подготовительные выработки; 10, 10₂ – подземные бассейны (камеры) обратного отлива жидкости гидроразрыва; 14 – фонтанную арматуру и устьевое оборудование для эксплуатации добывающих скважин; 15, 15₂ – трубопроводы для сбора продукции добывающих скважин; 16 – подземное оборудование для сепарации (разгазирования) и предварительной очистки сланцевой нефти; 17 – стволовой нефтепровод сланцевой нефти; 18 – питающий газопровод сланцевого газа; 19 – подземный паровой котел; 20 – питающий водяной насос; 21 – подземный гидроаккумулирующий резервуар; 22 – стволовой термоизолированный паропровод; 23 – паровая турбина поверхностного паротурбинного отделения; 24 – электрический генератор; 25 – конденсатор отработанного пара; 26 – трубопровод стволового водосброса; 27 – подземный гидрогенератор; 28 – стволовой (отводящий) трубопровод дымовых газов; 29 – поверхностные очистные фильтры; 30 – дымосос; 31 – дымовую трубу; 32 – поверхностное оборудование (отделение) очистки и подготовки сланцевой нефти.

Детальное описание работы этой базовой технологической схемы шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи нефти из глубокозалегающих нефтегазоносных сланцевых залежей (отложения баженовской свиты в Западной Сибири) изложено в [7, 8].

На рисунке 2 приведена технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти с так называемым безводным (газовым) гидроразрывом продуктивного пласта сланцевой нефтегазоносной залежи, что чрезвычайно важно, например, для освоения нефтяных месторождений баженовской свиты в Западной Сибири. Здесь показаны: 1 – низкопроницаемый нефтегазоносный пласт (например, сланцевая залежь); 2₁ – главный шахтный ствол; 3 – шахтный околоствольный двор; 4, 4₂ – капитальные горно-подготовительные выработки; 5 – подземная установка сепарации сланцевой нефти; 6 – установка разделения (сепарации) попутного нефтяного газа (ПНГ) сланцевой

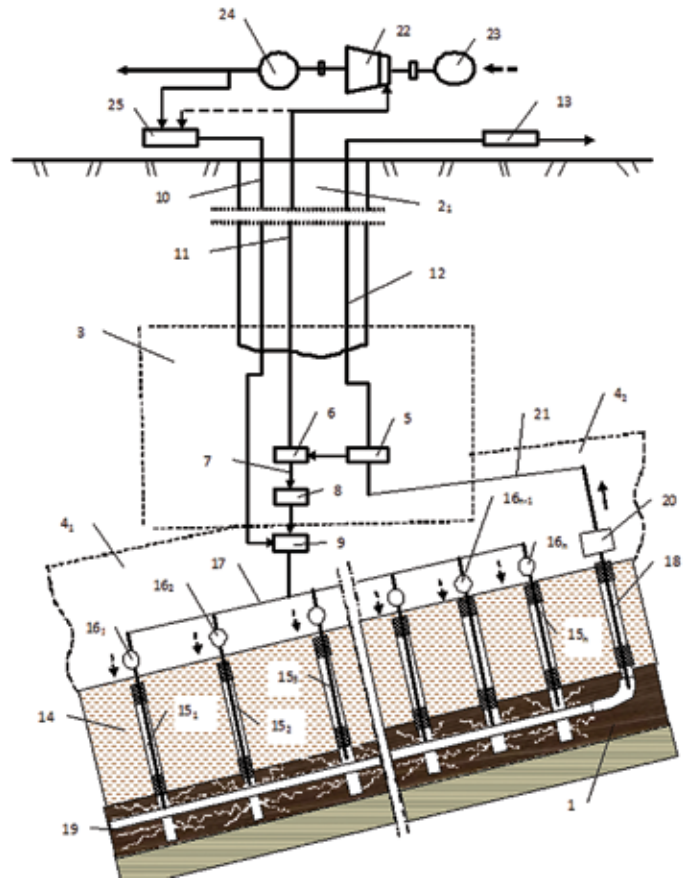


Рисунок 2 – Технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти с безводным гидроразрывом продуктивного пласта

нефти на сухой отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ или конденсат ПНГ); 7 – трубопровод; 8 – устройство сжижения пропан-бутановой смеси – составляющей попутного сланцевого газа; 9 – устройство-коммутатор сжиженных газов; 10 – стволовой криогенный трубопровод; 11 – стволовой метановый газопровод; 12 – стволовой нефтепровод; 13 – установка финальной подготовки нефти; 14 – массив горных пород, залегающих непосредственно над продуктивным пластом; 15₁–15_n – вертикальные нагнетательные скважины-шпуров малого диаметра; 16₁–16_n – вентильные устройства (вентили) на устьях вертикальных скважин-шпуров; 17 – распределительный трубопровод сжиженных газов; 18 – вертикальный участок ствола добывающей скважины; 19 – горизонтальный участок ствола добывающей скважины; 20 – фонтанная арматура и устьевое оборудование добывающей скважины; 21 – выкидной трубопровод «сырой» нефти; 22 – газовая турбина; 23 – воздушный компрессор; 24 – электрический генератор; 25 – установка производства – источник низкокипящего сжиженного газа азота и (или) метана. Детальное описание работы, области и

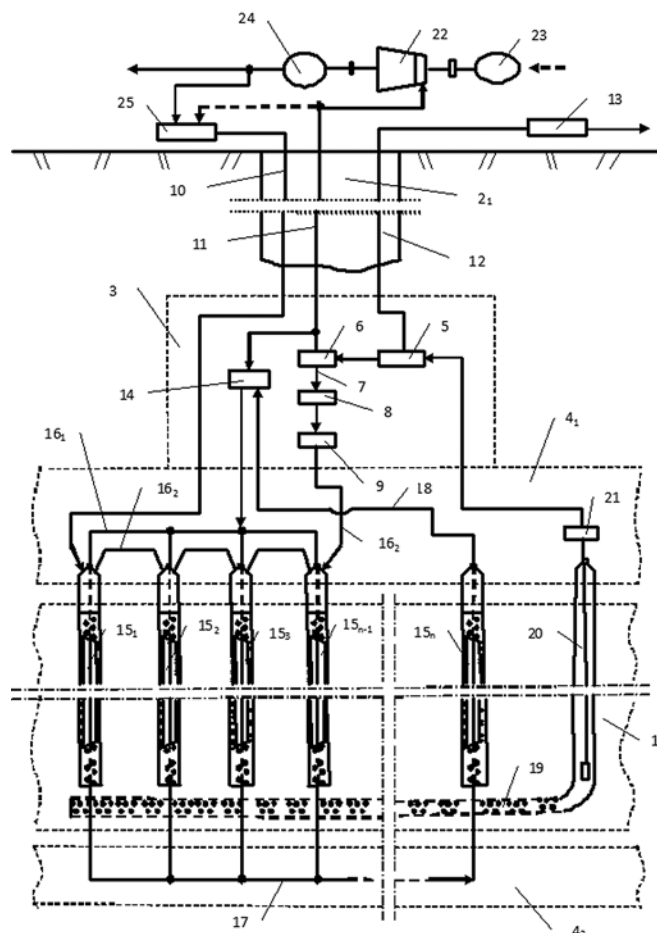


Рисунок 3 – Технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти из продуктивных пластов мощностью до 10–15 м

условий рационального применения этой технологической схемы приведены в [9].

Принципиальная технологическая схема шахтно-скважинного энергокомплекса для отработки (добычи) запасов высоковязкой (битумной) нефти из продуктивных пластов мощностью до 10–15 м представлена на рис. 3 [10]. Характерным отличием данной технологической схемы в целом является подготовка («нарезание») в ней выемочно-добычных столбов с помощью двух горно-подготовительных выработок и использование в ней комбинированного термогазожидкостного воздействия на продуктивный пласт путем формирования в нем системы нагнетательно-нагревательных скважин.

Данная технологическая схема включает в себя следующие объекты, оборудование и устройства: 1 – нефтенасыщенную толщу нефти повышенной вязкости основных и промежуточных продуктивных пластов; 2 – главный шахтный ствол; 3 – шахтный околостольный двор; 4₁, 4₂ – капитальные и участковые горно-подготовительные выработки соответственно; 5 – подземную установку сепарации нефти; 6 – установку разделения (сепарации) попутного нефтяного газа (ПНГ) нефти на сухой

отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ или конденсат ПНГ); 7 – трубопровод; 8 – устройство сжижения попутного нефтяного газа; 9 – устройство нагнетания (подачи) сжиженных углеводородных газов; 10 – ствольной криогенный трубопровод; 11 – ствольной метановый газопровод; 12 – ствольной нефтепровод; 13 – установку финальной подготовки нефти; 14 – устройство (источник) нагревания и циркуляции теплоносущей текучей среды в продуктивном пласте нефти повышенной вязкости; 15₁-15_{n-1} – нагнетательно-нагревательные скважины системы циркуляции (циркуляционного контура) теплоносущей текучей среды; 15_n – скважину обратного потока теплоносущей текучей среды циркуляционного контура; 16₁ – питающий (распределительный) трубопровод теплоносущей текучей среды циркуляционного контура; 16₂ – питающий (нагнетательный) трубопровод сжиженной пропан-бутановой смеси; 17 – сборный трубопроводный коллектор обратного потока теплоносущей текучей среды циркуляционного контура; 18 – трубопровод обратного потока теплоносущей текучей среды циркуляционного контура; 19 – горизонтальный участок ствола добывающей скважины; 20 – вертикальный участок ствола добывающей скважины; 21 – фонтанную арматуру и устьевое оборудование добывающей скважины с выкидным трубопроводом «сырой» нефти; 22 – газовую турбину; 23 – воздушный компрессор; 24 – электрический генератор; 25 – установку производства (источник) низкокиспящего сжиженного газа азота и (или) метана.

Работа энерготехнологического комплекса вкратце сводится к следующему. В установке сепарации сырой нефти 5 производится разгазирование нефти, т.е. производится извлечение попутного нефтяного газа (ПНГ), который в установке 6, разделяется (сепарируется) на сухой отбензиненный газ (СОГ) – газ метан (в основном) и пропан-бутановую смесь, которая после сжижения в установке 9 нагнетается (подается) по распределительному трубопроводу 16₂ в кольцевые зазоры между обсадными трубами и трубчатыми звеньями – теплообменниками циркуляционной системы в нагнетательно-нагревательных скважинах 15₁...15_{n-1}. В результате как бы принудительной (под воздействием высокой температуры циркулирующей теплоносущей текучей среды) регазификации сжиженной пропан-бутановой смеси в продуктивном пласте (точнее, в нагнетательно-нагревательных скважинах 15₁...15_{n-1}) происходит преобразование ее в газообразное состояние, давление газа возрастает, и по мере нагнетания пропан-бутановой смеси в нагнетательно-нагревательные скважины в верхней части продуктивного пласта формируется как бы

газовая шапка, стимулирующая продвижение и гравитационное сепарирование битумной нефти к горизонтальному участку 19 добывающей скважины. Не менее важно и то, что нагнетание углеводородных газов в нефть, как известно, само по себе приводит к снижению ее вязкости и, следовательно, служит одновременно и мощным средством повышения нефтеотдачи продуктивного пласта за счет физико-химического взаимодействия углеводородных соединений на межмолекулярном уровне.

Другими словами, путем теплового воздействия на продуктивный пласт, передаваемого с помощью такого рабочего агента (рабочего тела), как пропан-бутановая смесь, который легко выводится из пласта без какой-либо отрицательной деструкции в процессе добычи (извлечения) нефти и снова после его сепарации из добытой нефти, сжижения и аккумуляции внутри себя при этом внешней энергии, вводимой и передаваемой затем в пласт после регазификации для поддержания пластового давления, обеспечивается искусственное формирование и поддержание в пласте широко известных и повсеместно используемых в практике добычи нефти из традиционных проницаемых коллекторов режимов работы нефтяного пласта-коллектора, называемых режимами газовой шапки и растворенного газа. При этом, поскольку этот рабочий агент (пропан-бутановая смесь) теоретически не расходуется и не теряется в процессе добычи нефти, за исключением, конечно, каких-то «негерметичностей» в элементах нагнетательно-нагревательной и циркуляционной системы в продуктивном пласте и выемочно-добычных столбов в целом, появляется теоретическая возможность достижения полноты извлечения нефти из выемочного столба (КИН), близкой к гипотетически возможной величине (КИН = 1 при полном извлечении углеводородов из продуктивного пласта) при одновременном обеспечении максимальной «совместимости» воздействующего рабочего агента с фильтрационно-емкостными свойствами пласта-коллектора.

Как уже отмечалось ранее, прорывная инновационная технология добычи трудноизвлекаемой нефти как бы естественным образом должна обеспечивать возможность эффективного ее применения и при эксплуатации традиционных нефтяных месторождений на поздней стадии их отработки. В частности, при этом должна иметься возможность дальнейшего использования существующего фонда нефтяных скважин, дающих как бы вторую жизнь уже «отработанным» месторождениям. В рамках шахтно-скважинных технологий эта задача решается (в частности) по схеме, представленной на рис. 4 [11].

Как известно, основные достижения

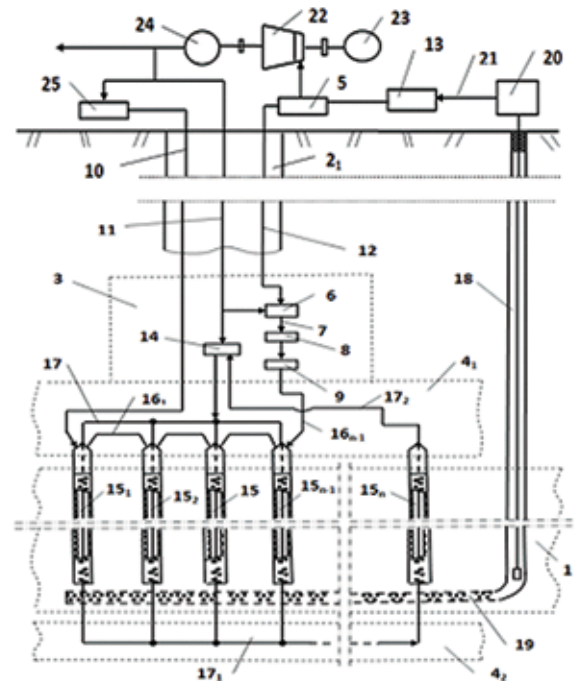
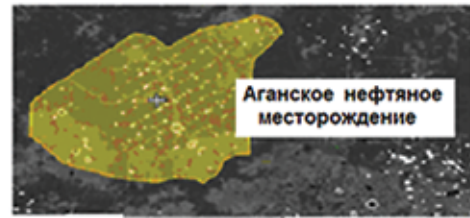


Рисунок 4 – Технологическая схема шахтно-скважинной отработки традиционного нефтяного месторождения на поздней стадии эксплуатации

существующей чисто скважинной технологии добычи нефти (и в первую очередь освоения ресурсов сланцевой нефти) связывают с технологиями горизонтального бурения и гидроразрыва продуктивных пластов, хотя так называемое горизонтальное бурение нефтяных скважин даже с дневной поверхности является дорогостоящим и технологически достаточно сложным. Поэтому в рамках предлагаемых инновационных шахтно-скважинных технологий возможны и такие варианты конкретного их осуществления, при которых и добывающие, и нагнетательно-стимулирующие скважины дренажной системы бурятся рядами из подземных горно-подготовительных выработок только с вертикальными стволами, т.е. с самой простой (обычной) траекторией. При этом для снижения объема буровых работ конструктивно нагнетательно-стимулирующие скважины 15₁–15_n и добычные скважины 18 могут быть совмещенными и использоваться по мере необходимости в том или другом режиме работы соответственно. Кроме того, для снижения объема горнопроходческих работ по проведению подготовительных выработок путем увеличения ширины выемочно-добычных скважинных блоков бурение рядами добывающих скважин

может также осуществляться с использованием и горизонтальных участков ствола, встречно направленных друг к другу из смежных подготовительных выработок.

Предлагаемые шахтно-скважинные технологии добычи трудноизвлекаемой нефти и технологические комплексы оборудования для их осуществления являются достаточно универсальными и могут эффективно использоваться также для отработки сложно построенных нефтегазовых месторождений, таких, например, как Ван-Еганское нефтяное месторождение в Западной Сибири, в этаже нефтегазоности которого на различной глубине имеются продуктивные пласты высоковязкой (тяжелой) нефти, а также пласты средней вязкости, пласты легкой нефти и другие осложняющие факторы. При этом особый интерес, как только что было показано, предлагаемые шахтно-скважинные технологии представляют и для отработки месторождений нефти с обычными (традиционными) коллекторами, отработывавшимися методами заводнения и вошедшими в позднюю стадию эксплуатации, поскольку, с одной стороны, дальнейшая их эксплуатация становится нерентабельной из-за высокой обводненности продукции скважин, а, с другой стороны, имеющаяся на них нефтепромысловая инфраструктура может быть

эффективно задействована и при переходе как бы на повторную отработку месторождения, что дает возможность существенно снизить первоначальные капитальные затраты на реализацию самих шахтно-скважинных технологий.

В заключение следует указать, что рациональное сочетание (соединение) громадного опыта, принципиальных отличий, технологических возможностей и уже имеющегося отечественного отработанного оборудования для подземной шахтной отработки пластовых месторождений (горнопроходческие машины и комплексы, буровое, дегазационное оборудование и т.д.) с достижениями современной скважинной технологии добычи нефти и газа позволит решить и такую актуальнейшую для российской экономики проблему, как импортозамещение. Вместе с тем для реализации большого потенциала конкурентных преимуществ и возможностей инновационных шахтно-скважинных технологий добычи углеводородного сырья требуются не только реальные практические шаги по их разработке и внедрению, но и серьезные планы по формированию и реализации на этой основе эффективной государственной политики в области недропользования при освоении и отработке запасов углеводородного сырья и рационального природопользования в целом. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н. Актуальное интервью: Миссию редакционного совета я вижу в обеспечении синергетического эффекта от объединения усилий ученых, специалистов и производителей с целью повышения эффективности нефтегазодобычи в стране// Технологии добычи и использования углеводородов: электронный журнал. – № 1 (1). – 2013.
URL: <http://tp-ning.ru/>.
2. Назарова Л.Н. Обоснование ограничений на расчетные конечные значения коэффициента извлечения нефти при применении заводнения//Территория нефтегаз. – № 3. – 2015.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х. Арланскому нефтяному месторождению 50 лет//Нефтяное хозяйство. – № 7. – 2005.
4. Князев В.И. Обоснование выбора эффективных систем разработки каширо-подольских отложений Арланского месторождения: автореф. дис. – Уфа, 2006.
5. Саакян М.И. Условия залегания продуктивных пластов терригенной толщи ниже-каменноугольных отложений на примере Арланского месторождения на основе автоматизированной корреляции разрезов скважин: автореф. дис. – Москва, 2010.
6. Халимов Э.М. Инновационное развитие технологии разработки нефтяных месторождений//Нефтегазовая технология. Теория и практика. – Т. 3, № 18. – 2008.
7. Ильюша А.В. и др. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления// Патент РФ № 2547847 от 20.02.2014. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
8. Афанасьев В.Я. и др. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири Поволжья// Технологии добычи и использования углеводородов: электронный журнал. – № 1 (5). – 2015.
URL: <http://tp-ning.ru/>.
9. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015102013 от 23.01.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
10. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015106657 от 27.02.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
11. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015117944 от 14.05.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).



Локальная поддержка для Ваших растущих потребностей

Quality Tubing – мировой лидер в производстве колтюбинговых труб с 40-летним стажем – готов поддержать быстро растущий российский рынок поставками гибких труб оптимизированного дизайна с местного склада. Мы готовы предоставить наилучшие решения, превосходящие Ваши требования к колтюбинговым трубам даже для самых сложных скважин.

Мы будем рады помочь Вам рационализировать Вашу работу за счет сокращения времени простоя оборудования и затрат.

Для получения дополнительной информации посетите наш сайт nov.com/qualitytubing или напишите нам по адресу qualitytubing@nov.com.



Ю. А. БАЛАКИРОВ,
д. т. н., профессор, академик
Международной академии наук
высшей школы

Магнитно-резонансный метод повышения продуктивности скважин и пластов

Глино-песчаные пласты потому так называются, что сложены они песчаными и главным образом глинистыми материалами. Воздействие кислотой и даже гидрокислотой с развитием давления больше горного на такую пластовую систему почти всегда завершается без получения положительного результата.

В чем здесь причина? Оказывается, «ларчик просто открывался». Глина обладает упругими свойствами, чем напоминает резину, и это не позволяет пластовой системе реагировать

на гидрокислотное воздействие и даже на ГРП. Разве можно в резине сохранить полученную трещину? Ведь резина (как в нашем случае песчано-глинистый пласт) немедленно сомкнет ее под действием гидродинамических сил.

Значит, ради получения эффекта в глино-песчаных пластах следует поменять способы воздействия давлением, а именно: поменять положительное давление на отрицательное. Оно будет растягивать тело, в то время как положительное (атмосферное) давление, напротив, сжимает его.

Для проверки этого явления нами был проведен эксперимент: из стеклянного цилиндра, диаметр которого у основания и на горловине равен 50 мм, был откачан воздух;

на дне цилиндра было помещено изделие продолговатой формы из размягченной резины. При воздействии отрицательного давления (690–700 мм рт. ст.) изделие стало конвульсировать. Это продолжалось до тех пор, пока резко не изменили вектор давления, то есть отрицательное давление резко поменяли

на положительное (атмосферное). Тогда изделие из размягченной резины вдруг подпрыгнуло и съежилось, превратившись в лепешку. Таким образом, мы

пришли к выводу, что, как и размягченная резина, глино-песчаный пласт способен реагировать на переключение положительного (атмосферного) давления на отрицательное и что его поведение после перевода давления с отрицательного на атмосферное свидетельствует о действии резонансного давления.

Это дало нам основание предложить новый способ повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин с помощью магнитно-резонансного давления.

Таким образом, совместное применение положительного и отрицательного давления в процессах интенсификации нефти и газа способно повысить добычу углеводородов.

Глина обладает упругими свойствами, чем напоминает резину, и это не позволяет пластовой системе реагировать на гидрокислотное воздействие и даже на ГРП.

Новый метод повышения продуктивности скважин и пластов

Существующие методы повышения продуктивности скважин и пластов не всегда справляются с поставленной задачей.

Поэтому мы предложили новый метод

повышения продуктивности скважин и пластов, свободный от недостатков тех способов, которые себя исчерпали. Кстати говоря, к ним можно причислить ныне весьма

популярные гидроразрывы пластов, которые, кроме поглощения значительных денежных средств, часто ничем не впечатляют.

Предлагаемая нами технология опирается на нагнетание под высоким напором вперемешку жидкости и пара в ПЗП скважины в комплексе с термодинамическим воздействием. Такие работы должны производиться только в момент ремонта

скважины, поскольку рассчитаны они по времени на один-два дня. Механизм действия нашей технологии направлен не только на улучшение проницаемости предскважинных участков пласта, но и на очистку

ПЗП от послойных отложений сольватов и твердых частиц углеводородов, насыщенных взрывоопасными (пирофорными) веществами. Надо отметить, что, в отличие от гидropескоструйной перфорации, наш метод основывается на применении исключительно энергии высоконапорных струй в комплексе с термодинамическими параметрами без использования песка, который в эксплуатационной колонне создает отверстие. Мы считаем, что возможно

Способ повышения продуктивности скважин и пластов базируется на переменном воздействии в импульсном режиме высоконапорного давления и температуры с чередованием через один-два эпизода нагнетания воды с ПАВ и сухого перегретого пара.

добиться воздействия на ПЗП только гидромониторным воздействием в комплексе с термодинамическим фактором.

Древние мудрецы считали, что земля покоится на трех китах. Наша инженерная наука тоже базируется на трех классических параметрах: массе, давлении и температуре. Попробуйте это оспорить! Припомните какой-

либо технико-технологический проект, который не покоился бы на трех этих параметрах, в особенности в области добычи полезных ископаемых, в частности, углеводородного сырья. Не вспомнили? То-то

же. Предлагаемый здесь способ повышения продуктивности скважин и пластов базируется на переменном воздействии в импульсном режиме высоко-напорного давления и температуры с чередованием через один-два эпизода нагнетания воды с ПАВ и сухого перегретого пара. Априори можно утверждать, что предлагаемая технология позволит раскрыть и «оживить» бездействовавшие участки пласта, одновременно очистив подземную инсталляцию скважины.

Рассказ об отрицательном давлении

Вспоминаю трудные 60-е годы прошлого столетия, когда в составе специалистов научно-исследовательского и проектного института «УкрГИПРОНИИнефть» мы выехали на Кубу оказывать помощь в организации добычи нефти и газа. Сложность этой задачи усугублялась тем, что рядом с нефтяным месторождением были две известные в мире курортные зоны – Варадеро и Бока де Харуко, которые, так же как и нефть, представляли значительный экономический интерес для развития молодой страны. Но, конечно, не это обстоятельство врезалось в мою память.

Сейчас, как в киноленте, я перенесусь в город моей молодости Баку, в эпоху патефонов, когда летом из открытых окон лилась популярная в то время песня: «Я кукарача – заграничный таракан». Песенный таракан, как известно, возникал из чемодана,

приехавшего из-за океана. И надо же было такому случиться, что вживую я встретился с этим заокеанским кукарачей именно на Кубе! Нас разместили в гостинице, и уже буквально на следующий день мои коллеги стали жаловаться, что какой-то таинственный вредитель прокусил насквозь кожаную обувь и изрешетил шерстяной джемпер. Такая участь, к сожалению, постигла и мои вещи. Таинственный вредитель оказался тем самым кукарачей – крупным черным тараканом, La Cucaracha по-испански. Нам позже объяснили, что этот таракан любит лакомиться кожаной обувью и шерстяными вещами. К вечеру, когда остров медленно и неуклонно погружался в темноту, этот нахальный тараканище выходил на охоту. Выходил он именно в тот момент, когда белая стена отеля покрывалась узорчатым рисунком из желто-черных

юрких небольших ящериц. В первое время мы долго не могли сомкнуть глаз: боялись, как бы в ухо не влезли проклятые потомки древних динозавров юрского периода.

И мы негласно объявили войну как прожорливым кукарачам, так и ящерицам. Но служащие отеля и кубинские

коллеги объяснили нам, что убивать кукарачей не надо, потому что они являются биологическими противниками этих ящериц, короче говоря, их поедают. Позже все встало на свои места, и по ночам мы спокойно спали, наслаждались сновидениями, как местные жители острова.

Вы спросите: причем здесь отрицательное давление? Притом что кукарачи появлялись тогда, когда солнце клонилось к горизонту, и давление опускалось примерно до 725–730 мм ртутного столба. Этому не надо удивляться, объяснили нам кубинские коллеги, потому что остров расположен очень близко к экватору. Между прочим, продолжали

При отрицательном давлении сателлиты нефти – смолы, парафины, асфальтены, сольваты – проявляют небольшие изменения свойств.

кубинцы, именно в этот момент, когда падает давление, у рыбаков случается богатый улов: акулы, меч-рыбы, крупные ракообразные и

даже очень вкусная большая рыба паку, по форме похожая на хорошо известных сазанов и карпов, которые, однако, на ее фоне кажутся карликами.

Очевидно, рыба паку формируется такой крупной, потому что на нее воздействует отрицательное давление, которое как бы растягивает и расплющивает ее тело.

В экспериментальных работах было замечено, что при отрицательном давлении сателлиты нефти – смолы, парафины, асфальтены, сольваты – проявляют небольшие изменения свойств: тенденцию намагничиваться, снижение термодинамического потенциала и почти незаметное группирование и движение в жидкой среде (нефти). Подобные воздействия отрицательного давления надо замечать и учитывать.

Еще раз об отрицательном давлении

Для начала уясним, что такое отрицательное давление. Это давление ниже нормального атмосферного давления на уровне моря, то есть меньше 760 мм рт. ст. Отрицательное давление всегда наблюдается в космосе, в высокогорных районах, в колбах электрических ламп накаливания. При таком давлении, а в пределе – при вакууме все вещества и тела начинают по-новому ощущать мир и пространство, к примеру, при минусовой температуре вода может не замерзнуть, а таять.

Отрицательное давление – это хорошо или плохо? – может поинтересоваться читатель. На такой вопрос можно ответить по-разному, потому что для некоторых тел и веществ это может быть хорошо, для других – плохо. Если мы хотим, чтобы жидкость (к примеру, вода) была

Влияние коррозии и/или вредоносных бактерий при отрицательном давлении значительно замедляется и может даже совсем исчезнуть.

текучей, то она не должна находиться при отрицательном давлении длительное время.

В нашем нефтегазопромысловом деле в некоторых случаях отрицательное давление можно использовать. Например, при нем можно эффективнее, чем при обычном давлении, производить работы по водоизоляции, а также по борьбе с коррозией

и влиянием некоторых бактерий, при обслуживании металлического оборудования скважин и цементного кольца за эксплуатационной колонной. Влияние

коррозии и/или вредоносных бактерий при отрицательном давлении значительно замедляется и может даже совсем исчезнуть. Так что для нашей работы отрицательное давление – это хорошо! ☉



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Гидравлический разрыв пласта
- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

ФОТОГРАФИЯ

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 556-322
Офис в Ноябрьске: тел.: +7 (3496) 423-130
www.packer-service.ru • info@packer-service.ru



Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

Респондентам были предложены следующие вопросы:

1. В каком регионе (регионах) работает Ваша компания?
2. Каковы геологические условия в местах проведения работ (тип коллекторов, глубины скважин и т.п.)?
3. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии?
4. Какие технологии планируется использовать в ближайшем (3–5 лет) будущем?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
7. Удавалось ли Вам и Вашим коллегам с помощью колтюбинговой техники проводить уникальные работы? Если да, то какие?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями?
12. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке?
13. Как изменились политика Вашей компании за последние 2–3 года?
14. Какие прогрессивные технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в обозримой (5–10 лет) перспективе?
15. Информацию о каких технологиях Вы хотели бы получить со страниц журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»?

Пустовалов Михаил Михайлович, инженер технической поддержки продаж департамента заканчивания скважин, «Шлюмберге»

1. Во всех, включая Западную Сибирь, Ямал, Сахалин, Каспий.
2. Различные, как карбонатные, так и терригенные коллекторы, глубина скважин 5000+ метров.
3. Все.
4. Все.
5. Да. Нормализация хвостовиков, освоение, оперирование ВСО.
6. Собственное производство.
7. Да. МГРП с закрываемыми муфтами.
8. Да. В основном проппантный МГРП.
9. Собственное производство.
10. –

The following questions were asked:

1. In which region(s) does your Company operate?
2. What are the geological conditions in the areas where your Company operates (reservoir types, well depths, etc.)?
3. Which up-to-date oilfield service technologies are used in your Company?
4. Which technologies do you plan to use in the nearest (3–5 years) future?
5. Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, which coiled tubing technologies are in demand in the region(s) where your Company operates?
6. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilize?
7. Do you or your colleagues have experience of performing any unique operations with the help of coiled tubing equipment? If the answer is yes, provide some details.
8. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Which segments of the Russian oil and gas service faced the most serious problems due to the sectoral sanctions?
12. The lack of which types of oil and gas service equipment on the Russian market is the most sensible?
13. How has your Company changed its policy during the last 2–3 years?
14. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?
15. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?

Michael Pustovalov, Field Application Engineer, Well Completion Department, Schlumberger

1. In all regions including Western Siberia, Yamal, Sakhalin, and Caspian region.
2. Various geologic conditions, both carbonate and terrigenous reservoirs, well depths of 16,400+ feet.
3. All of them.
4. All of them.
5. Yes. Liners cleanouts, well stimulation, and additional equipment control.
6. We have our own manufacturing.
7. Yes. Multi-stage fracturing with closable sleeves.
8. Yes. Mainly, multi-stage fracturing with proppant utilization.
9. We have our own manufacturing.
10. –

Coiled Tubing Times Questionnaire

11. Сервис на шельфе – все виды, ГРП для сланцев.
12. Трубы с премиальными соединениями.
13. –
14. МГРП с возможностью re-frac.
15. О технологиях заканчивания, применяемых в РФ.

Галимов Рамиль Рифкатович, заместитель генерального директора по технологиям, ООО «Торговый дом «Нефтекамский машиностроительный завод»

1. РФ, ближнее и дальнее зарубежье.
2. Различные.
3. –
4. МГРП, выход на шельфовые проекты.
5. Да.
6. –
7. В работе.
8. Да. Интервальный, селективный, многостадийный.
9. Наша компания является производителем оборудования.
10. МГРП.
11. –
12. –
13. Развитие новых технологий, в том числе импортозамещающих.
14. Совмещение нижнего и верхнего заканчивания.
15. О новых технологиях МГРП и ГНКТ.

Маевский Дмитрий Александрович, инженер 1-й категории ОС и РС УСТиС, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Республика Беларусь, Российская Федерация.
2. Терригенные и карбонатные коллекторы, глубина скважин 2600–3200 метров.
3. Флот по технологии SKIF®, флоты ГРП, МГРП, системы направленного бурения СНБ89-76М и др.
4. SKIF®, ГРП, МГРП.
5. Да. Промывка забоя, НКТ, освоение скважин.
6. СЗАО «ФИДМАШ».
7. Да. Направленное колтюбинговое бурение с СНБ89-76М.
8. Да. Эффективны КГРП и МГРП.
9. СЗАО «ФИДМАШ».
10. Горизонтальное бурение со спуском компоновки МГРП и проведение самой операции.
11. –
12. –
13. –
14. Повторные ГРП на скважинах, оборудованных компоновками МГРП с разбуриваемыми портами и тарами.
15. О МГРП, РВП.

Файзуллин Рустам Сергеевич, главный специалист по ремонту скважин ООО «ЯРТЕО»

11. All offshore oilfield service types, as well as hydraulic fracturing in shales.
12. Pipes with premium-class connectors.
13. –
14. Multi-stage fracturing with re-frac capabilities.
15. About well completion techniques applied in Russia.

Ramil Galimov, Deputy General Director, Technology, Trade House “Neftekamskiy machinery plant”, LLC

1. Russian Federation, near and far abroad.
2. Various.
3. –
4. Multi-stage fracturing. We also plan to start offshore projects.
5. Yes.
6. –
7. In process.
8. Yes. Zonal, selective, and multi-stage fracturing.
9. Our company manufactures hydraulic fracturing equipment.
10. Multi-stage fracturing.
11. –
12. –
13. We focus on new technologies development, including import substitution technologies.
14. Combination of low and upper completions.
15. About new CT and multi-stage fracturing technologies.

Dmitry Maevskiy, Senior Engineer, Well Technologies and Supervising Administration, Belarusneft

1. Republic of Belarus, Russian Federation.
2. Both carbonate and terrigenous reservoirs, well depths of 8,530–10,500 feet.
3. SKIF®, hydraulic fracturing and multi-stage fracturing, SNB89-76M directional drilling system, etc.
4. SKIF®, hydraulic fracturing and multi-stage fracturing.
5. Yes. Bottomhole cleanout and well stimulation operations.
6. FIDMASH.
7. Yes. Directional coiled tubing drilling with SNB89-76M system utilization.
8. Yes. Acid fracturing and multi-stage fracturing are effective.
9. FIDMASH.
10. Horizontal drilling with lowering of multi-stage fracturing assembly and operation performing.
11. –
12. –
13. –
14. Re-fracturing of wells equipped with multi-stage frac assemblies with drillable ports and balls.
15. About multi-stage fracturing and radial drilling.

Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

1. ЯНАО.
2. Терригенный тип коллекторов, частые разломы, глубина по стволу 2700–4000 м.
3. МГРП, компоновка заканчивания (хвостовик) ReelFrac Packer, Monobore.
4. Технологии изоляции муфт ГРП (пластыри, сдвоенные пакеры, пакер-пробки), компоновки заканчивания скважин с различными муфтами.
5. Да. ГДИ, ReelFrac Packer, Wide Pack Straddle, фрезерование муфт ГРП.
6. Установки подрядных организаций.
7. –
8. Да. МГРП – пропантный, редко – «слепой» ГРП.
9. Внутрискважинное – компании Weatherford и ЗАО «ОКБ «Зенит», наземное – подрядных организаций.
10. МГРП, изоляционные работы по отсечению воды, газа, кислотные обработки.
11. Сервисные компании по производству ГРП (специальная техника), ГНКТ (специальная техника, оборудование).
12. –
13. Не изменилась.
14. Регулируемые муфты ГРП, бурение с ГНКТ многоствольных скважин («рыбья кость»).
15. О технологиях ПНП в скважинах с различными типами заканчивания.

Сорокин Эдуард Викторович, начальник отдела ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

1. Западная Сибирь, Республика Коми, ЯНАО, Пермский край, Волгоградская обл., Астраханская обл., Самарская обл.
2. Карбонатный и терригенный, глубина от 200–3000 м.
3. Представлены практически все новинки в рамках Программы ОРП.
4. Многозобойные скважины, горизонтальные скважины с различными технологиями и оборудованием МГРП, устройства контроля притока.
5. Применяет.
6. Предоставляют подрядные организации. Собственного сервиса нет.
7. Все инновации отражены в SPE.
8. Применяет. МГРП.
9. Собственного сервиса нет.
10. См. п. 14.
11. ТРИЗ (технологии и оборудование).
12. Заколонные разбухающие пакеры, активные порты МНРП, устройства контроля притока.
13. –
14. Равнопроходные компоновки МГРП, селективные составы для РИР.
15. О технологиях и оборудовании для многоствольных скважин и для горизонтальных скважин. ☉

Rustam Faizullin, Chief Specialist, Well Repair, YARGEO, LLC

1. Yamal-Nenets Autonomous District.
2. Terrigenous reservoirs with multiple faults, measured depths of 8,860–13,120 ft.
3. Multi-stage fracturing, ReelFrac Packer, Monobore.
4. Frac sleeves isolation technologies (patches, dual-wall packers and bridge plugs) and well completion assemblies with various sleeves.
5. Yes. Flow testing, ReelFrac Packer, Wide Pack Straddle, and frac sleeves milling.
6. Units of contractor companies.
7. –
8. Yes. Multi-stage fracturing with proppant. Sometimes we use “blind” fracturing.
9. Downhole equipment of Weatherford and OKB Zenith, CJSC companies, surface equipment of contractor companies.
10. Multi-stage fracturing, isolation works, and acid treatments.
11. Service companies which specialize in hydraulic fracturing and coiled tubing technologies.
12. –
13. We haven't changed our policy.
14. Adjustable frac sleeves and coiled tubing drilling of multilateral wells.
15. About EOR technologies in wells with various completion types.

Eduard Sorokin, Division Head, Lukoil-engineering, LLC

1. Western Siberia, Komi Republic, Yamal-Nenets Autonomous District, Perm, Volgograd, Astrakhan and Samara regions.
2. Both carbonate and terrigenous reservoirs, well depths of 656–9842 ft.
3. We have almost all new technologies presented in the frame of Pilot Development program.
4. Downhole splitters, horizontal wells with various multi-stage fracturing technologies and equipment, and flow control devices.
5. Yes.
6. Units of contractor companies.
7. All innovations are presented in SPE articles.
8. Yes. Multi-stage fracturing.
9. We don't have our own service.
10. See item #14.
11. Hard-to-recover reserves (technologies and equipment).
12. Behind-the-casing swellable packers, active multi-stage frac ports, and flow control devices.
13. –
14. Internal flush multi-stage fracturing systems and selective cement squeeze compositions.
15. About technologies and equipment for multilateral and horizontal wells. ☉



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/Организация _____

3. Должность _____
4. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания? _____

5. Каковы геологические условия в местах проведения работ (тип коллекторов, глубины скважин и т.п.)? _____

6. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии? _____

7. Какие технологии планируется использовать в ближайшем (3–5 лет) будущем? _____

8. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

9. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____

10. Удавалось ли Вам и Вашим коллегам с помощью колтюбинговой техники проводить уникальные работы? Если да, то какие? _____

11. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____





12. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания? _____

13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

14. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями? _____

15. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке? _____

16. Как изменилась политика Вашей компании за последние 2–3 года? _____

17. Какие прогрессивные технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в обозримой (5–10 лет) перспективе? _____

18. Информацию о каких технологиях Вы хотели бы получить со страниц журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»? _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!





*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель по
сервисному обслуживанию
оборудования СЗАО "ФИДМАШ"
(Республика Беларусь).



Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длиномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП, с регионального склада в г. Сургут.



**Мы готовы организовать
доставку комплектации со
склада в любое удобное для
Вас место в кратчайшие сроки!**



www.mashoil.ru

СКЛАД в г. Сургут
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.
Тел. +7 (922) 256-59-89
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (44) 775-06-75
+7 (987) 478-42-26
E-mail: dmitriy.klimovich@mashoil.ru

Напоминаем нашим читателям, что **научно-практический журнал «Время колтюбинга»** ведет активную деятельность в социальных сетях. В частности, журнал имеет собственную страничку (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) в Twitter, широко распространенной социальной сети для обмена короткими сообщениями. Там всегда можно найти ссылки на наиболее актуальные новости нефтегазовой индустрии и нефтесервиса. Данная опция будет весьма полезна пользователям, которые часто используют мобильные устройства и планшеты для выхода в сеть Интернет посредством специального мобильного приложения Twitter.

Также журнал **«Время колтюбинга»** имеет собственную группу в социальной сети для поиска и установления деловых контактов **LinkedIn**. В этой сети зарегистрировано свыше 467 миллионов пользователей, представляющих 150 отраслей бизнеса из 200 стран. Группа нашего журнала (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) активно развивается и растет. На данный момент она насчитывает **почти 5,7 тысячи** участников из России, США, Канады, Ближнего Востока, стран Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Сеть **LinkedIn** позволяет не только наладить деловые контакты, обрести новые знакомства, но также и получить ответы на интересующие вас вопросы. В нашей группе состоит множество профессионалов, работающих в нефтегазовой отрасли в целом и в индустрии колтюбинга в частности. Всегда можно рассчитывать на то, что **ваш вопрос не останется без внимания** и вы сможете получить полезную для вас информацию.

Журнал «Время колтюбинга» продолжает публикацию некоторых наиболее интересных и оживленных дискуссий, начатых в группе нашего журнала в сети **LinkedIn**. Ниже приведена одна из них.

.....

Рики Пишлс-мл., директор по производству компании Peoples Performance Chemicals, отметил: «Наша компания Peoples Performance Chemicals недавно разработала новый продукт. Нам удалось успешно внедрить графит в полиакриламидный понизитель трения. Новинка была успешно протестирована в скважинах с боковыми стволами вплоть до 3220 м. Новая технология позволяет значительно снизить давление на колонну и сопротивление. Она использовалась несколькими нашими клиентами, и они очень довольны результатами. Если вас заинтересовал наш новый понизитель трения, буду рад поделиться с вами образцом».

Александр Рудник: «Отличные новости! Понижает ли он трение типа металл-металл или уменьшает гидравлическое сопротивление? Или, быть может, он делает обе эти вещи? Жду с нетерпением статьи об этой новинке».

Рики Пишлс-мл.: «На самом деле он хорошо делает обе вышеупомянутые вещи. В настоящее время мы проводим исследование, результаты которого будут

Новый понизитель трения с графитом Newly Formulated Friction Reducer with Graphite

Let's remind that **scientific and practical Coiled Tubing Times Journal** is an active member of social networks. In particular, the journal has its own page on Twitter (<https://twitter.com/cttimesdotorg>), a widely known social network that enables users to send and read short messages. On that page one is always able to find links to the most up-to-date news of oil and gas industry and oilfield services. Such an option will be very useful for our readers who often use mobile phones and tablets for surfing the web and accessing the **Twitter** via a specialized mobile application.

Coiled Tubing Times has its own group on **LinkedIn** website. **LinkedIn** is a business-oriented social networking service which allows establishing professional relationships. More than 467 millions of users representing 150 industry segments from 200 countries are registered in the service. The group of our journal (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) is actively developing and growing in a number of participants. **Almost 5,700 users** from Russia, USA, Canada, Middle East, Latin America and Asia-Pacific region are currently registered as the members of our group.

LinkedIn social networking service allows not only to establish business contacts and find new friends, but also to find answers to the questions you are interested in. A large number of professionals working in oil and gas industry in general and coiled tubing industry, in particular, are the members of our group. You can always count on that **your questions will find the proper answers**, and you'll get the information that will be useful for you.

Coiled Tubing Times continues to publish some of the most interesting and lively discussions started in the Coiled Tubing Times group on **LinkedIn**. One of such discussions is introduced below.

.....

Ricky Peoples Jr., COO at Peoples Performance Chemicals, says: "Our company, Peoples Performance Chemicals, has recently engineered a new product. We have successfully integrated our graphite product into our polyakrylamide friction reducer (FR). This product has been successfully tested on wells with up to 2 miles laterals. It has drastically reduced pressure and drag. It has been used by several different clients of ours and they have all been very happy with the results. If you're interested in this new FR let me know and I would be

изложены в отдельной статье. Как только мы закончим, я могу выслать вам копию этой статьи».

Саед Пасан: «Каков эквивалентный коэффициент трения у данного продукта?»

Мохамед Аль-Дуаили: «Меня также интересует эквивалентный коэффициент трения или понижающий фактор. Нам интересно знать об этом, так как мы хотели бы включить такой процесс в моделирование при помощи программного обеспечения».

Майкл Палмер: «Проводились ли исследования совместимости с буровыми растворами на нефтяной/водной основе? Есть ли какие-то сравнительные тесты производительности данного понизителя трения по сравнению с аналогами от конкурентов? Использовали ли какие-то из ваших клиентов этот понизитель при бурении?»

Ахмед Эззат: «Удачи и так держать».

Иво Элио Колменарес Кабелло: «Можно ли его использовать вместе с концентрическим колтюбингом, таким как Sandvac WellVac?»

Отто Миллер: «У вас есть данные сравнения вашего продукта с понизителями трения других производителей?»

Рики Пиплс-мл: «Пока мы получали только устную информацию от наших клиентов. Наш понизитель трения использовался при проведении работ такими компаниями, как XTO Energy, Baker Hughes, Coil Rigs, Legend Coil Rigs и некоторыми другими. Мы в восторге от тех отзывов о нашем новом продукте, которые получаем от клиентов».

Возможно, мнения этих специалистов окажутся полезны для читателей журнала.

Василий Андреев, «Время колтюбинга. Время ГРП»

Примечание. Мнение редакции может не совпадать с мнением вышеупомянутых специалистов.

glad to send you a sample.»

Alexander Rudnik: “This is a great news! Does this product reduce metal-to-metal friction or hydraulic friction pressures, or both? I'm looking forward to reading an article or a paper about the results.”

Ricky Peoples Jr: “It actually does a really good job of both. We have a study that we are working on getting to put to paper and in an article. As soon as we get it finished I will make sure you get a copy.”

Saeed Pathan: “What is an "equivalent friction coefficient" for this product?”

Mohamad Al-Dujaili: “As Saeed Pathan asks, what is the equivalent friction coefficient, or reducing factor? We are interested in this because we would like to include it in our modelling software.”

Michael Palmer: “Has the compatibility been tested for oil based / water based fluid systems? Are there any comparisons of the performance of this FR against competitors? Have any of your clients used this for drilling applications?”

Ahmed Ezzat: “Good Luck, and Keep Going”.

Ivo Elio Colmenares Cabello: “Could this be used for a concentric coiled tubing such as Sandvac WellVac?”

Otto Miller: “Do you have data comparing your product to other FRs?”

Ricky Peoples Jr: “So far it's just been word of mouth information coming in. We have had our FR on jobs for XTO Energy, Baker Hughes Coil Rigs, Legend Coil Rigs, and a few others. We are very excited about the feedback we've gotten.”

Perhaps, comments of these specialists will be useful for the readers of our journal.

By Vasili Andreev, Coiled Tubing Times

Note. The opinions of the above specialists do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

Weatherford разработала высокопроизводительные цементировочный пакер и мостовую пробку



Фото weatherford.com

Компания Weatherford International plc объявила о разработке и успешном размещении в скважине высокопроизводительного цементировочного пакера и мостовой пробки, которые были специально разработаны для скважин на острове Сахалин.

После того как одна из крупнейших добывающих компаний, работающих на Сахалине, указала на необходимость применения высокопроизводительного цементировочного пакера и мостовой пробки для обеспечения герметичности скважин, компания Weatherford взялась за разработку технологии, которая бы надежным образом смогла удовлетворить вышеупомянутым требованиям, а также вписаться в новые, более жесткие стандарты индустрии. Команда инженеров компании Weatherford улучшила имеющийся, проверенный на практике и запатентованный дизайн, а затем выполнила череду тестов нового цементировочного пакера и мостовой пробки по стандарту API 11D1 Американского нефтяного института. Новинки получили желаемый рейтинг V3.

Внутрискважинные инструменты являются одними из немногих на рынке, сертифицированных для использования в скважинах Сахалина. Это означает, что они были протестированы при давлениях, температурах и геометрических характеристиках, которые ожидаются при жизненном цикле инструментов. После успешной опрессовки инструмента компания Weatherford провела дальнейшие наземные квалификационные испытания для демонстрации того, что цементировочный пакер может быть легко и безопасно разбурен при помощи бурового долота с фрезерованными зубьями. Все испытания были проведены в научно-исследовательском и испытательном центре компании Weatherford, расположенном в Хьюстоне, штат Техас.

Высокопроизводительные цементировочный пакер и мостовая пробка являются одними из нескольких технологий компании Weatherford, полностью сертифицированных для использования на скважинах острова Сахалин.

«Мы рады снова представить технологическое решение, которое адаптировано под нужды нашего клиента», – отметила Николь Карпентер, вице-президент и менеджер по работе с корпоративными клиентами компании Weatherford. ☉

Weatherford Develops High-Performance Cement Retainer and Bridge Plug

Weatherford International plc announced the development and deployment of a high-performance cement retainer and bridge plug for use in wells in Sakhalin Island, Russia.

After identifying a need for a higher-performance cement retainer and bridge plug to provide isolation in Sakhalin wells, a major operator in Sakhalin Island contacted Weatherford to develop a technology that reliably meets new, more stringent industry standards. Weatherford's engineering team enhanced an existing, proven proprietary design, and then conducted extensive testing of the new retainer and bridge plug according to American Petroleum Institute (API) Specification 11D1. The new design achieved the desired V3 rating.

The resulting downhole tool is one of few on the market qualified for use in Sakhalin wells, meaning that it has been tested at the pressures, temperatures and geometries expected throughout the service life of the tool. After successfully pressure testing the tool, Weatherford performed further surface qualification testing to demonstrate that the cement retainer could be easily and reliably drilled with a milled-tooth rock bit. All testing was completed at the Weatherford Research & Development, Engineering, Technology and Training Center in Houston, Texas.

The high-performance cement retainer and bridge plug is among several Weatherford completion technologies fully qualified for deployment in Sakhalin wells.

“We are pleased to once again deliver a technology solution tailored to meet our client's needs,” said Nicole Carpenter, vice president and global account manager at Weatherford. ☉

«Лукойл» внедряет новые технологии при заканчивании скважин для проведения многостадийного ГРП на месторождениях в Югре

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (100%-е дочернее предприятие ПАО «ЛУКОЙЛ») провело опытно-промышленные работы по внедрению модернизированных компоновок при заканчивании скважин для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях в Югре, что позволяет достигать более высоких дебитов скважин по сравнению с традиционными методами.

В состав компоновки, помимо подвески хвостовика и оснастки для проведения ГРП, входят разбухающие пакеры с гибридными эластомерами. Опытно-промышленные работы велись на 5 скважинах Имилорского и Тевлинско-Русскинского месторождений. Техническое сопровождение операций осуществляли специалисты «ТАМ Интернэшнл».

На Новопортовском месторождении «Газпром нефти» впервые построены двуствольные горизонтальные скважины

На Новопортовском месторождении успешно использована новая технология строительства многоствольных скважин. Ее применение позволило «Газпромнефть-Ямалу» (дочерняя компания «Газпром нефти», разрабатывает Новопортовское месторождение) увеличить нефтеотдачу пласта и существенно повысить эффективность разработки месторождения.

Использованная технология бурения предусматривает закрепление в каждом горизонтальном стволе скважины металлической трубы, так называемого хвостовика, чтобы предотвратить осыпание породы и потерю пробуренного ствола в процессе его эксплуатации. Разработка дизайна скважины и круглосуточное сопровождение бурения осуществлялось экспертами научно-технического центра «Газпром нефти» совместно со специалистами «Газпромнефть-Ямала».

Длина каждого ствола первой двуствольной скважины, построенной на Новопортовском месторождении, составляет 1000 м, ее начальный дебит был зафиксирован на уровне более 400 тонн нефти в сутки. Сегодня на Новопортовском месторождении построены и функционируют уже 5 подобных скважин, при этом каждая новая скважина бурится значительно быстрее предыдущей, что позволяет существенно сократить ее стоимость. В результате специалистам удалось достигнуть рекордной по компании скорости бурения многоствольных скважин – 5,87 суток на 1000 м, что сопоставимо с лучшими результатами по бурению одноствольных горизонтальных скважин.

«Внедрение новых технологий бурения – это часть технологической стратегии «Газпром нефти». Документ систематизирует в компании поиск инновационных решений для создания точек долгосрочного развития. Проекты высокотехнологичного бурения и повышения нефтеотдачи, реализуемые на наших месторождениях, позволяют «Газпром нефти» уже сегодня вовлекать в рентабельную разработку запасы, ранее не считавшиеся перспективными», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ●

First Bilateral Horizontal Wells Constructed at Gazprom Neft's Novoportovskoye Field

The successful application of new technology in constructing multilateral wells has allowed Gazpromneft-Yamal (a Gazprom Neft subsidiary, currently developing the Novoportovskoye field) to increase reservoir recovery at Novoportovskoye, as well as significantly increasing efficiency in field development.

The drilling technology used involves each horizontal shaft of the well being strengthened by a metal pipe (a so-called “tail pipe”), in order to prevent rock sloughing and the loss of the drilled shaft during the course of its operation. The design concept of the well was developed by experts from the Gazprom Neft Joint Scientific and Research Centre, who also provided round-the-clock drilling support, together with specialists from Gazpromneft-Yamal.

The length of each shaft of the first bilateral well to be built at the Novoportovskoye field runs to 1,000 metres, with the initial flow rate set at more than 400 tonnes of oil per day. The Novoportovskoye field currently has five similar wells in operation, with each new well, moreover, being drilled significantly faster than the preceding one – significantly reducing costs. Gazprom Neft specialists have, as a result, been able to achieve record company speeds in drilling multilateral wells – at 1,000 metres in 5.87 days – comparable to the best results achieved in drilling monobore horizontal wells.

Vadim Yakovlev, First Deputy CEO, Gazprom Neft, commented: “The implementation of new drilling technologies forms part of Gazprom Neft’s ‘Technology Strategy’, systemising the company’s search for innovative solutions in creating start-points for the company’s long-term development. Initiatives in high-technology drilling and improvements in oil recovery implemented throughout our fields are already allowing Gazprom Neft to bring reserves previously not considered viable into profitable development.” ●

Применение гибридных эластомеров обеспечивает стопроцентную изоляцию зон ГРП, существенно сокращает временные издержки при спуске компоновки, а также полностью исключает технологические риски, так как эластомеры способны разбухать в любой скважинной жидкости. ●

Lukoil Launches New Well Completion Technologies for Multi-Stage Hydrofracturing in Yugra

LUKOIL-Western Siberia, a wholly owned LUKOIL subsidiary, has tested upgraded well completion assemblies

for multi-stage hydrofracturing at Yugra fields.

Apart from a liner hanger and hydrofracturing equipment, the new assembly incorporates swelling packers with hybrid elastomers. Compared with conventional methods, the upgraded technology, tested at five wells of Imilorskoye and Tevlinsko-Russkinskoye fields under the technical supervision by TAM International, gives higher flow rates.

The hybrid elastomers guarantee a total isolation of the hydrofractured areas, ensure a much better timing of the assembly's trip down the well and secure from all possible technological risks due to their ability to swell in any well fluid. ●

«Варьеганнефть» применяет новую технологию трассерных методов исследования при проведении МГРП

Технология с использованием трассерных методов исследования применяется в целях получения данных о свойствах и характеристиках целевых пластов, выбранных для проведения МГРП. Данный метод основан на введении в трещину индикатора на стадии закачки проппанта. После проведения операции МГРП производится отбор проб поступающей из скважины продукции, в которой присутствует ранее закачанный реагент. Анализ образцов позволяет сделать вывод о работе каждого из портов ГРП, что в свою очередь помогает вносить коррективы при планировании дальнейших работ, а также формировать методологию применения технологии МГРП в целом. На данный момент трассерные методы исследования являются наиболее точными и полными методами получения достоверной информации.

МГРП является одним из наиболее сложных и дорогостоящих видов интенсификации добычи в нефтегазовой отрасли, поэтому ОАО «Варьеганнефть» уделяет особое внимание вопросам технологического и научного сопровождения. Внедрение новых техник и технологий, позволяющих как увеличить эффекты от стандартных операций, так и сократить текущие расходы, является стратегической целью ПАО НК «РуссНефть» и всесторонне прорабатывается службами компании.

Производственная программа ОАО «Варьеганнефть» на 2017 год направлена на повышение эффективности работы с истощенной ресурсной базой. В целях выполнения бизнес-плана по добыче нефти Общество обеспечит внедрение в производство современных технологий, а также реализацию программы геологоразведочных работ (ГРР), зарезки боковых стволов (ЗБС) и проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ). ☉



Фото pnp-s.ru

Varioganneft Applies New Tracer Methods In Multistage Hydraulic Fracturing

The tracer study method is used to obtain data on properties and characteristics of target formations, which were selected for MHF operations. The above method is based on introduction of tracer into the fracture at the stage of proppant pumping. MHF is followed by sampling of the well fluid, containing the previously pumped chemical. Samples analyses allows drawing conclusions about operation of each frac port, that, in turn, helps to make adjustments in planning of further works, as well as to build the methodology of MHF conducting as a whole.

Tracer methods are currently the most full and precise methods of obtaining the reliable data. The MHF itself is one of the most complicated and costly ways of oil and gas production intensification, OAO Varioganneft therefore pays particular attention to the technical and scientific support of it. The introduction of new cutting-edge methods and technology both to enhance effectiveness of the standard operations and to reduce costs is the strategic goal of PJSC “RussNeft”, and is thoroughly considered by the Company’s divisions.

The operational program of OAO Varioganneft for 2017 is intended to boost efficiency of oil production from depleted resources at established fields. In order to fulfill its business-plan on oil production, the Company will ensure the introduction of up-to-date technologies, as well as the implementation of exploration, side-tracking and well-intervention program. ☉

Компания Halliburton представляет подводную систему аварийной защиты большого диаметра

Компания Halliburton объявила о выходе на рынок подводной системы аварийной защиты большого диаметра Dash®, которая обеспечивает полный электрогидравлический контроль над безопасностью скважины и внутрискважинными действиями. Полностью настраиваемая система дает глубоководным операторам преимущества при проведении работ по заканчиванию и внутрискважинных операций за счет улучшения контроля безопасности, а также возможности контролировать подвеску НКТ и управлять всей разработкой глубоководного месторождения.

Компания Halliburton сотрудничала с клиентами



Фото halliburton.com

при проектировании системы, чтобы последняя была проще в плане тестирования и сборки, а также чтобы ее можно было быстрее активировать и конфигурировать под индивидуальные нужды

клиента и проектные требования. Система может изолировать нижнюю загрузочную колонну менее чем за 6 секунд, отсоединиться от нее менее чем за 10 секунд и обеспечить клиента внутрискважинными данными для большей уверенности при принятии решений.

В дополнение к существующей системе Dash диаметром 76,2 мм появились две модификации большего диаметра (162 мм и 187 мм). Это расширяет спектр применения электрогидравлических

подводных систем безопасности компании Halliburton. У добывающих компаний теперь будет возможность использовать данную технологию на всех глубоководных месторождениях для минимизации операционных рисков.

«Система большого диаметра Dash добавляет нам возможностей, предоставляя технологию, которая, по нашему мнению, является более эффективной, – отметил Грант Роско, вице-президент подразделения Testing and Subsea компании Halliburton. – Ее появление подтверждает нашу решимость в том, чтобы помогать клиентам снижать стоимость разработки глубоководных месторождений без снижения безопасности».

Компания Noble Energy использовала систему Dash большого диаметра при проведении недавних работ по ликвидации скважины в Мексиканском заливе. Система Dash безопасно и эффективно исполняла роль основного барьера, контролирующего скважину, а также противовыбросового оборудования. Эта двойная функциональность устранила необходимость в применении альтернативных мер, что снизило время на буровой на несколько дней. ☉

Halliburton Introduces Large Bore Subsea Safety System

Halliburton announced the release of the Dash® Large Bore Subsea Safety System, which provides full electrohydraulic control of well safety and intervention functions. The fully customizable system brings new benefits to deepwater operators for completion and intervention work that improve critical well control of the subsea safety system, tubing hanger and deepwater subsea field developments.

Halliburton collaborated with customers to design a system that is simpler to test, easier to assemble, faster to activate and configurable to individual customer and project requirements. It can isolate the lower landing string in as little as six seconds or less, disconnect from the lower landing string in as little as ten seconds or less and provide downhole data for greater confidence in decision-making.

The two larger bore sizes, 6-3/8 inch and 7-3/8 inch, in addition to the existing Dash 3 inch system, broadens the use of Halliburton electrohydraulic subsea safety systems. Operators will now have the ability to deploy this technology across the full breath of their ultra-deepwater offshore operations to help minimize operational risk.

"The Dash large bore system adds to our capabilities by providing a technology that we believe is more effective and efficient," said Grant Roscoe, vice president of Testing and Subsea. "This launch furthers our commitment to helping customers reduce their deepwater development costs without compromising safety."

Noble Energy used the Dash large bore system during recent plug and abandonment operations in the Gulf of Mexico. Dash safely and effectively served as the primary well control barrier and blowout preventer. This dual functionality eliminated the need for alternative measures during the operation, which reduced rig time by several days. ☉

Компания TEAM Oil Tools представляет новую композитную пробку ТОМСАТ™



Фото teamoiltools.com

Компания TEAM Oil Tools (TEAM), являющаяся лидером в области проектирования, производства и поставок качественных инструментов для заканчивания скважин, разработала полностью композитную пробку для ГРП ТОМСАТ™. У компании уже имеется целая линейка продуктов под маркой ТОМСАТ™, и новая пробка еще больше расширит этот ассортимент.

Полностью композитная пробка для ГРП ТОМСАТ™ создана с использованием высокопрочных композитных материалов и состоит из отдельных компонентов, обеспечивающих надежность, износостойкость и рентабельность в процессе зональной изоляции при многостадийных ГРП. Новые пробки для ГРП состоят из обработанного на станке композитного материала с композитными верхними и нижними замками.

Пробка довольно компактна и не имеет металлических составляющих. Она также имеет наборы для спуска в скважину, которые позволяют достигать скорости спуска в 150 и более метров в минуту. Также у нее имеются специально спроектированные керамические заглушки, которые не повреждают фрезу/долото в процессе разбуривания пробки.

Композитная пробка для ГРП ТОМСАТ™ была впервые представлена как пробка с замками из чугуна в начале 2016 года. Компания TEAM в апреле 2016 года представила гибридный дизайн, который предусматривал верхний замок из композита. «Теперь мы рады представить еще одно дополнение к линейке пробок для ГРП ТОМСАТ™. Это полностью композитная пробка, которая теперь дает нашим клиентам возможность использовать пробки с нулевым содержанием металла», – отметил Адам Андерсон, президент и главный

исполнительный директор компании TEAM. Пробки для ГРП TOMCAT™ способны разбухать менее чем за пять минут. Их уже установили в более чем 4000 скважинах. Они являются проверенным решением для многостадийного заканчивания скважин. ☉

TEAM Oil Tools Adds To TOMCAT™ Product Line

TEAM Oil Tools (TEAM), an industry leading designer, manufacturer and supplier of quality completion tools, has developed the TOMCAT™ Fully Composite Frac Plug, an addition to the TOMCAT™ Product Line.

The TOMCAT™ Fully Composite Frac Plug utilizes high strength composite components to provide a dependable, durable and cost-effective design for zonal isolation during multi-stage completions. These frac plugs are constructed of machined composite material with composite upper and lower slips. The plug is compact in length with zero metal components, and has pump down kits that allow for 500+ foot per minute run in speed. The specialized design features ceramic buttons that do not damage the mill/ bit bodies during plug drill-outs.

The TOMCAT™ Composite Frac Plug was first introduced as a dual cast iron slip plug in early 2016. In April of 2016, TEAM introduced the Hybrid design, which incorporates an upper composite slip. “We are now excited to complete our TOMCAT™ Frac Plug Product Line with the TOMCAT™ Fully Composite Frac Plug, which offers our clients a fully composite plug with zero metal content,” said Adam Anderson, President and Chief Executive Offer.

With drill-out times less than five minutes and over 4,000 installations, TOMCAT™ Frac Plugs are proven to be a highly competitive multi-stage completion solution.

TEAM Oil Tools was built with one goal in mind: to design, manufacture and supply the oil and gas industry with superior downhole completion solutions that clients can trust. ☉

Итоги развития системы ППД «Татнефти»

Компания «Татнефть» продолжает внедрение перспективных технологий системы поддержания пластового давления (ППД), направленных на снижение энергозатрат и повышение эффективности производства. В 2016 году принята Концепция развития системы ППД на период 2016–2020 гг.

В компании продолжалась работа по защите внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин от высокого давления и коррозии, а также по комплексной оптимизации процессов ППД.

За 2016 год план по вводу новых нагнетательных скважин выполнен на 119,4% – при плане 170 скважин введено 203 скважины (в том числе 25 скважин для закачки попутно добываемой воды при разработке залежей СВН).

На 62 нагнетательных скважинах внедрена технология ОРЗ (одновременно-раздельная закачка), план выполнен на 112,7%. С начала внедрения технология применена на 744 скважинах, дополнительная добыча по влияющим добывающим скважинам составила 2 123 тыс. тонн.

Для защиты подземного оборудования нагнетательных скважин от воздействия высокого давления и коррозионного разрушения реализуется целевая программа по защите эксплуатационных колонн, в рамках которой на 443 нагнетательных скважинах внедрены высокогерметичные пакеры. Всего пакерами оборудовано 7149 нагнетательных скважин, или 72,8% действующего фонда нагнетательных скважин.

В ходе выполнения программы по оптимизации энергопотребления в системе ППД и импортозамещения в 2016 году внедрено 8 отечественных насосных агрегатов объемного типа.

Введена в эксплуатацию нагнетательная скважина со стеклопластиковой обсадной колонной, построен высоконапорный стеклопластиковый водовод. ☉

Results of the TATNEFT's Reservoir Pressure Maintenance System Development

PJSC TATNEFT continues implementation of advanced technologies for reservoir pressure maintenance (RPM) aimed at reducing energy costs and increasing production efficiency. 2016 witnessed adoption of the “Concept of RPM Development System for the 2016–2020 period”.

In 2016 the Company continued working on protection of the downhole equipment of the injection wells against high pressure and corrosion, as well as comprehensive optimization of the RPM process.

The 2016 plan for commissioning of new injection wells was executed by 119.4 percent and 203 wells were commissioned instead of the planned number of 170 wells, including 25 wells for injection of associated water produced in development of high-viscosity oil deposits).

The dual injection technology was implemented in 62 injection wells with fulfillment of the plan by 112.7%. The total number of the wells where this technology had been introduced since the beginning of the technology application amounted to 744 wells

and the volume of additional oil production from the influenced wells operations amounted to 2,123 thousand tonnes.

In order to protect the downhole equipment of injection wells against the effects of high pressure and corrosion damage the Company continued implementing the dedicated program to protect production casing of the injection wells under which there were 443 injection wells equipped with leak proof packers. The total number of injection wells equipped with various design packers

amounted to 7,149 wells today accounting for 72.8 percent of the existing injection wells stock.

In the course of the program implementation to optimize the power consumption in the RPM system and import substitution there were 8 domestically manufactured positive displacement pumping units introduced in 2016.

The year also witnessed putting into operation of the injection well with a fiberglass casing installed and commissioning of a high-pressure fiberglass water line. ☉



Фото weatherford.com

Weatherford и Chevron осуществили первые совместные спуски каротажного комплекса LWD Triple-Combo

Weatherford International plc и Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd., дочернее предприятие корпорации Chevron, объявили о первых спусках комплекса инструментов для выполнения каротажа во время бурения HeatWave™ Extreme (HEX).

6 сентября в Сиамском заливе (Таиланд) выполнили первый рейс в скважину глубиной более 4,3 км и с максимальной динамической температурой на забое 198 °C. Каротажный комплекс HEX позволил провести весь спектр необходимых во время бурения измерений. Впоследствии технологию опробовали еще в 9 скважинах при полном отсутствии зафиксированных потерь непроизводительного времени во время пребывания прибора в стволе скважины. Комплекс планируется использовать и в дальнейшем.

Технологию выполнения операций каротажа в экстремальных скважинных условиях совместно разработали специалисты Weatherford и подразделения Chevron в Таиланде в рамках второго этапа проекта HEX, о котором впервые стало известно в ноябре 2015 года. После успешного применения результата реализации первой стадии проекта HEX и получения награды на ежегодной церемонии награждения Общества инженеров-нефтяников в Таиланде 2015 SPE Thailand E&P Annual Awards Program команда разработчиков вплотную занялась вопросом интеграции высокотемпературной технологии и комплекса стандартных каротажных исследований во время бурения.

«Применение технологии HEX показывает, сколь ощутимых результатов можно достичь благодаря тесному сотрудничеству оператора и сервисной компании, — отметил Этьен Ру, вице-президент подразделения «Наклонно-направленное бурение» компании Weatherford. — Для того чтобы повысить эффективность работ и обеспечить высокую производительность в самых сложных условиях, компании должны работать вместе, особое внимание уделяя высокотехнологичным решениям». ☉

Weatherford and Chevron Celebrate First Runs of Ultrahigh-Temperature LWD Triple-Combo Technology

Weatherford International plc and Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd., a subsidiary of Chevron Corporation, announced the successful inaugural runs of the HeatWave™ Extreme (HEX) triple-combo logging-while-drilling (LWD) tool string.

The first run was completed on September 6, 2016, on a well in the Gulf of Thailand with a measured depth of more than 14,000 ft and a maximum circulating temperature of 388°F (198°C). The HEX triple-combo LWD string delivered a complete suite of measurements while drilling. The technology has since been run on nine more wells, with zero downhole nonproductive time recorded. Further deployments are planned.

The HEX triple-combo technology was jointly developed by Weatherford and Chevron Thailand as part of the second phase of the HEX project, which was first announced in November 2015. Following the successful deployment of the phase-one HEX service – and recognition at the 2015 SPE Thailand E&P Annual Awards Program – the team turned its focus to applying the high-temperature technology to the full suite of triple-combo LWD measurements.

"The results achieved with the HEX technology to date demonstrate the magnitude of progress that can be achieved through close collaboration between an operator and a service company," said Etienne Roux, Vice President of Drilling Services at Weatherford. "In order to drive a step change in efficiency and maximize productivity in the most challenging environments, companies must work together and remain focused on engineering solutions." ☉

«Шлюмберже» представляет серию услуг AvantGuard

Компания «Шлюмберже» представила на конференции International Petroleum Exhibition & Conference, проходившей в Абу-Даби, новую серию услуг AvantGuard по оптимизации обратного притока. Эти услуги позволяют защитить связь трещины со скважиной для оптимизации добычи на традиционных и нетрадиционных месторождениях.

Услуги AvantGuard предусматривают проработку схемы обратного притока и проактивную защиту трещины. Повреждения скважины и пласта активно предотвращаются путем детальной разработки схемы возможного притока в рамках заранее определенных и безопасных рабочих диапазонов. Проработка схемы обратного притока при переходе от стимуляции к добыче защищает и стабилизирует поведение трещин ГРП, что эффективно позволяет обеспечивать добычу из всех кластеров без ухудшений.

«Оптимизация притока в скважину после ГРП является серьезной проблемой для нашей индустрии, – отметил Воллас Пескарини, президент подразделения Testing Services компании «Шлюмберже». – Защита инвестиций в сложные операции многостадийных ГРП обязательна в текущих условиях, а услуги AvantGuard обеспечивают интегрированное решение для оптимизации притока в скважину, увеличивающее добычу».

Моделирование проводится в расчетной модели Flowback Advisor, которая основана на ПО Mangrove. Модель AvantGuard адаптирована к особенностям скважины с точки зрения геологии, геохимии и геомеханики. Также проводится постоянный мониторинг при помощи технологии Vx для мультифазного тестирования скважин, что позволяет точно регистрировать быстрые изменения добываемых флюидов и песка в начальной фазе добычи из скважины. Такой уровень контроля начинается с этапа фрезеровки на колтюбинге, в процессе которой информация о твердых частицах и динамике флюида передается на колтюбинговую установку в режиме реального времени. Эта информация дает возможность управлять закачкой, контролировать скорость возврата жидкости и давление, что оптимизирует состояние равновесия. ●

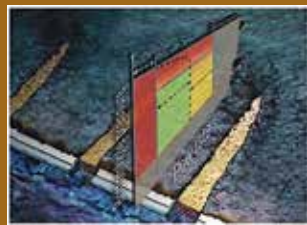


Фото slb.com

Schlumberger Introduces AvantGuard Advanced Flowback Services

Schlumberger introduced at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference AvantGuard advanced flowback services. These services protect the connection of the hydraulic fracture to the wellbore to optimize productivity in conventional and unconventional wells.

AvantGuard services comprise flowback design and proactive fracture protection that complement fracturing operations. Damage to the well and the formation is actively prevented by tailoring a predictive flowback design strategy with a defined secure operating envelope. Application of the flowback design during the transition to production protects and stabilizes hydraulic fractures to efficiently enable all the clusters in each zone to produce without productivity impairment.

“Optimizing the poststimulation flowback of hydraulically fractured wells is a significant challenge for our industry,” said Wallace Pescarini, president, Testing Services, Schlumberger. “Protecting the investment made in a complex multistage stimulation operation is a must in today’s cost-constrained environment, and AvantGuard services provide the integrated flowback solution that delivers productivity and recovery.”

Modeling is conducted in the Flowback Advisor design model built on Mangrove engineered stimulation design. The AvantGuard model is adapted to the well’s specific geological, geochemical and geomechanical environment. The resulting flow is continuously monitored using Vx multiphase well testing technology to accurately capture the rapid transient changes of produced fluids and sand content during early flow in the life of the well. This level of control begins during coiled tubing millout as the dynamic fluid and solids rate information is transmitted in real time to the coiled tubing unit to guide managing injection, return rate and pressure and optimize the balance condition.

In more than 50 operations conducted to date in unconventional plays including the Eagle Ford, Haynesville, Permian and Bakken Shales, AvantGuard services guided active control of coiled tubing injection parameters and the wellhead choke has kept wells in the defined secure operating envelope to protect fracture connectivity and productivity. ●

Исследования Агентства по охране окружающей среды США подтвердили безопасность гидроразрыва

American Petroleum Institute (API) обнародовал предварительные данные доклада, подготовленного Агентством по охране окружающей среды (EPA). Полная версия документа, посвященного воздействию гидроразрыва на грунтовые



Фото wordloil.com

воды, будет опубликована в конце текущего года.

EPA подготовила этот отчет по результатам исследований, проводившихся в течение шести лет и стоивших десятки миллионов долларов, сообщает информресурс World Oil. Ученые агентства делают

вывод, что гидроразрыв никоим образом не влияет на качество питьевой воды, добываемой из подземных горизонтов.

Во фрагментах доклада, обнародованных API, говорится следующее: «Если бы существовала корреляция между ущербом, наносимым ресурсам питьевой воды, и гидроразрывом, то эта зависимость была бы обязательно обнаружена в ходе исследований».

На основании данного отчета институт берет на себя смелость утверждать, что технические жидкости, нагнетаемые в нефтеносные горизонты, не смешиваются с грунтовыми водами, а значит, в этом смысле гидроразрыв совершенно безопасен.

Таким образом, API нашел еще одну причину, чтобы оправдать существование нетрадиционной добычи углеводородов. «Гидроразрыв – это главная магистраль для успешного энергетического развития США», – говорит Эрик Милито, директор API по сектору Upstream.

«Соединенные Штаты движутся к тому, чтобы стать одним из ведущих производителей нефти и природного газа в мире. И при этом отрасль уже сумела сократить выбросы CO₂ до самого низкого уровня за последние 20 лет. Это доказывает, что развитие энергетики не исключает охрану окружающей среды», – подчеркнул Милито.

В заключение топ-менеджер API напомнил, что энергетический «ренессанс» США был бы невозможен без гидроразрыва. А новый доклад EPA подтверждает, по его словам, что эта методика еще и безопасна. ☉

Scientific Evidence in EPA Study Confirms Safety of Hydraulic Fracturing

API released a new report by Catalyst Environmental Solutions showing that the Environmental Protection Agency's (EPA) finding of no widespread effects to drinking water quality is supported by state and federal regulatory reviews, and dozens of recent peer-reviewed case studies.

“This report shows that EPA's conclusion has scientific backing and reflects the effectiveness of existing industry practices and state regulations,” said API Director of Upstream and Industry Operations Erik Milito. “The EPA's study on hydraulic fracturing and groundwater protection will be viewed globally and must reflect existing scientific evidence. As the study is finalized and prepared for release by the end of the year, it is critical for any review to focus on the facts and available science.”

EPA's six-year, multi-million-dollar, national study, was released as a draft assessment report in 2015, and determined that fracking has not led to widespread, systemic impacts on drinking water as

it lifted economic fortunes for millions of Americans. The new report by Catalyst, “Quantitative Support For EPA's Finding of No Widespread, Systemic Effects to Drinking Water Resources from Hydraulic Fracturing,” concludes that: “If there was a significant correlation between impaired drinking water resources and hydraulic fracturing, that connection would be manifested in the areas that EPA evaluated. This finding is corroborated by a large, credible body of case studies and scientific literature.” API commissioned the report.

“Hydraulic fracturing is the backbone for a continued economic, environmental and energy development success story in the U.S.,” said Milito. “While the U.S. has risen to be the world's leading producer of oil and natural gas, industry has also reduced carbon emissions from power generation to their lowest level in more than 20 years – making it clear that environmental progress and energy production are not mutually exclusive.

“None of this would be possible without hydraulic fracturing. The scientific data documented by the EPA study add to the proof that it is being done safely.” ☉

IV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ НКЦ НЬЮФОЛК | **КОЛТЮБИНГ. ГРП. БУРОВЫЕ СЕРВИСЫ. ИНВЕСТИЦИИ**

НЬЮФОЛК
НАФТОГАЗОВЫЙ КОНСУЛЬТАЦИОННЫЙ ЦЕНТР

NOV Fidmash

ГОРИЗОНТИ

1-2 ИЮНЯ
ЛЬВОВ, ДОМ УЧЕНЫХ

САМОЕ ВАЖНОЕ СОБЫТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
+38 050 438 62 70
INFO@NEWFOLK.COM.UA

РЕГИСТРАЦИЯ НАЧАЛАСЬ!

GAZ, D.TEK, DrillTek, GAO ALLIANCE, tacrom, БЕЛОРУСНЕФТЬ



Красота месторождений

Фотографии
предоставлены
Александром Волковым,
СЗАО «ФИДМАШ».

The photos are published by
courtesy of FIDMASH.
Author: Alexander Volkov.





/ The Beauty of Oilfields



Новый член редакционного совета

New Member of the Editorial Board

Денис Вячеславович Воробьев

Родился в Гомеле, Республика Беларусь.
В 2005 году окончил Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» – с 2007 года, общий стаж работы – 11 лет.

Трудовую деятельность начинал помощником бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения 4-го разряда Мозырской нефтеразведочной экспедиции глубокого бурения. В период с марта 2006-го по август 2007 года занимал должности инженера по бурению партии глубокого бурения, инженера по бурению 2-й категории производственно-технического отдела и начальника инженерно-технологической службы.

Трудовую деятельность в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» начал с августа 2007 года инженером отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа БелНИПИнефть. В декабре 2007 года был переведен инженером 2-й категории в отдел строительства и ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». В период с октября 2009-го по март 2014 года занимал должности инженера 1-й категории и заместителя начальника отдела строительства и ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса. С марта 2014-го по март 2016 года занимал должность начальника отдела строительства и ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса.

С марта 2016 года – заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».



Denis Vyacheslavovich Vorobiev

He was born in Gomel, Republic of Belarus.

In 2005 he graduated from Sukhoi State Technical University of Gomel. Majored in «Development and operation of oil fields».

He joined RUP Production Association Belarusneft in 2007, his total work experience is 11 years.

He started his career as a driller's assistant of the 4th grade at Mozyr deep exploration drilling expedition. Over the period from March 2006 to August 2007 he was a drilling engineer in deep drilling department, the second category drilling engineer in production technology department and a head of engineering department.

In August 2007 he started his career at Production Association Belarusneft as an engineer in reservoir simulation and oil and gas field development department at BelNIPIneft. In December 2007 he was transferred to a position of the second category engineer in well drilling and workover department at well technology division of the central office of RUP Production Association Belarusneft. Over the period from October 2009 to March 2014 he held the positions of the first category engineer and deputy director of well drilling and workover department at well technology and service division. During the period from March 2014 to March 2016 he held the position of the director of well drilling and workover department at well technology and service division.

Starting from March 2016 he is Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusneft.



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН



Предназначено для выполнения операций промывки в горизонтальных и других типов скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком жидкости с большой скоростью течения.

Для циркуляции используется двойная (концентричная) колтюбинговая труба, где рабочий поток подается в скважину по внутренней ГНКТ, а эжектируемый

Состав оборудования: внутрискважинная компоновка, узел намотки с двойной ГНКТ, устьевое сборное основание (для скважин с наклонным устьем). Эксплуатируется совместно с колтюбинговыми установками

Диаметр компоновки, мм: 54...76;

Диаметр ГНКТ, мм: 38,1x22,2 / 50,8x25,4 / 60,3x31,8;

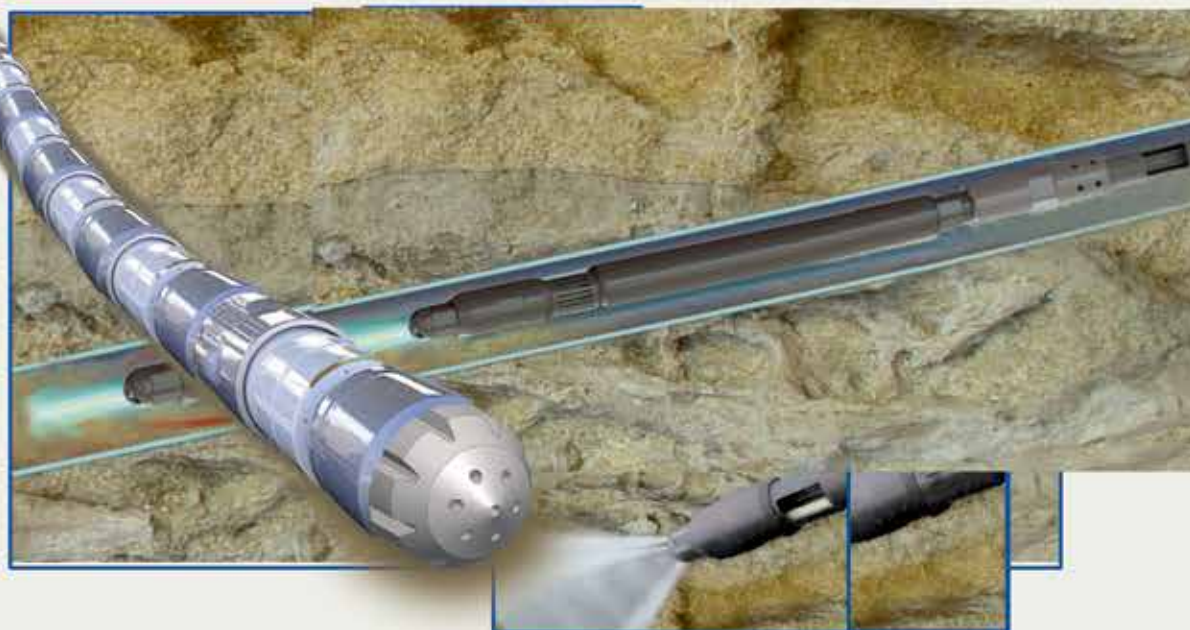
Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;

Максимальная глубина скважины по стволу, м: до 3

Приглашаем посетить наш стенд № 1С03 в павильоне 1 на выставке Нефтегаз-2017 (17-20 апреля 2017 года, Москва)

Тел. +375 17 298-40-81

E-mail: info@fidgroup.by





IX МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПАО «ЛУКОЙЛ»
ПО ПРОБЛЕМАМ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

«Перспективные направления развития техники и
технологии строительства и реконструкции скважин»

24 - 28 апреля 2017 года



Организатор Конференции:

Департамент по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»

Технический оператор: ООО «НЕГУС ЭКСПО Интернэшнл»

www.oilconf.com

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2017**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании кольтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» _____

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» _____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 499 788 91 19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития кольтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время кольтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2017 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru
Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Телефоны:
+7 499 788 91 24;
+7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19

Coiled/tubing Limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

ЖУРНАЛ,
о современном
высокотехнологичном
нефтегазовом сервисе –
об инновационном
оборудовании
и технологиях



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подлинном каталоге «Роспечать» – 84119



Caspian Oil&Gas
Azerbaijan

Conference

Caspian Oil & Gas

24-я Международная
Конференция
«Нефть и Газ Каспия»

1-2 Июня 2017
JW Marriott Absheron Baku
Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации
www.oilgasconference.az

 www.facebook.com/CaspianOilGasConference

Организаторы



Тел.: +99 412 404 10 00
Факс: +99 412 404 10 01
E-mail: conference@iteca.az

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

Дорогие читатели!

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

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

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

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

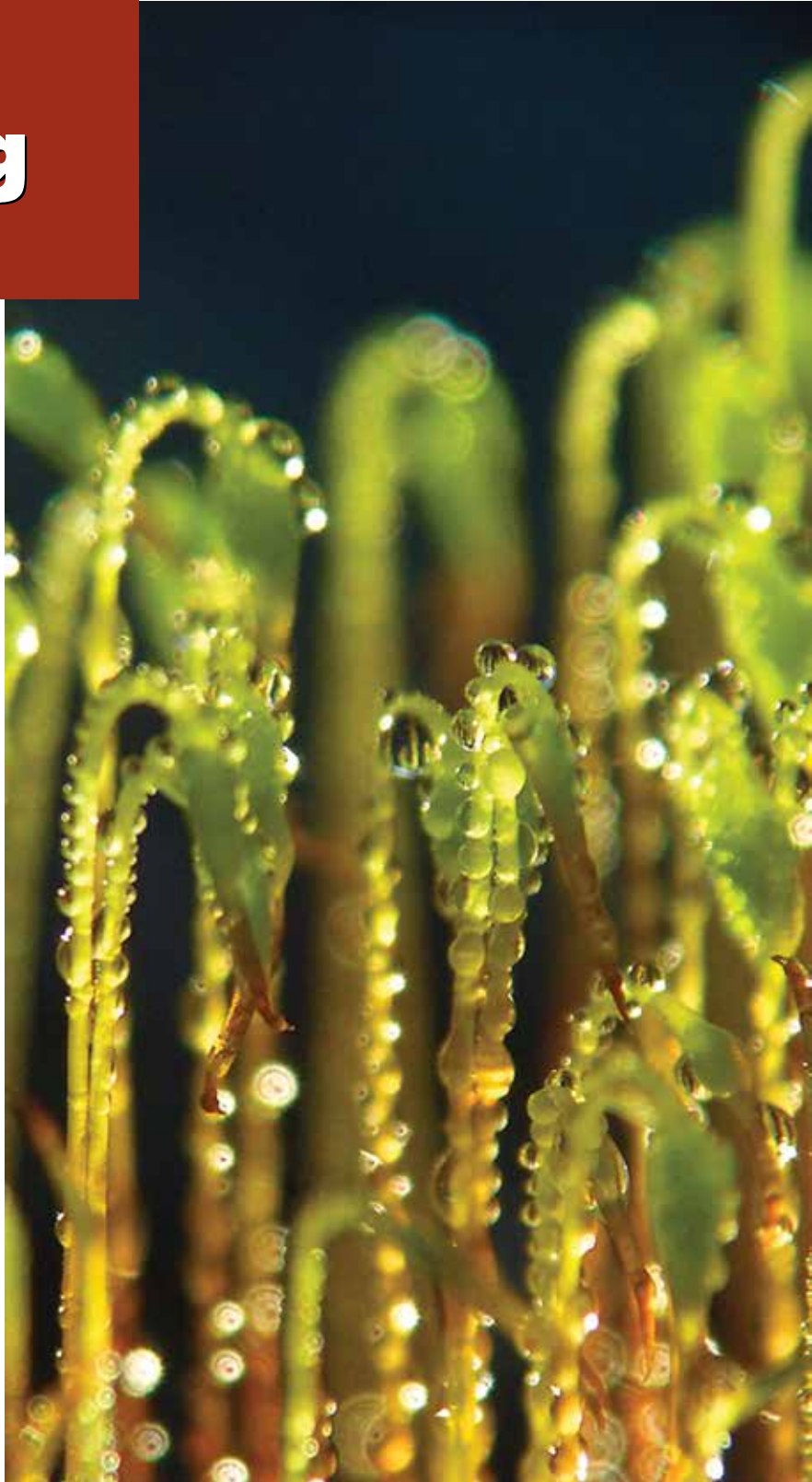
Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

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

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

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

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



Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артём Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

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.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor –
Natallia Mikheyeva; Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya**
(advert@cttimes.org); Design & computer making up – **Ludmila
Goncharova**; Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

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.

SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL&GAS EQUIPMENT CO., LTD



Посетите стенд 1G50 компании Shinda на выставке «НЕФТЕГАЗ-2017!»

**Надежный поставщик
качественной колтюбинговой
трубы по разумным ценам**

**Компания производит продукцию
под заказ с минимальными
сроками поставки, для ключевых
клиентов возможно поддержание
склада ходовых размеров**



ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО ПО РОССИИ И СТРАНАМ СНГ
Генеральный директор
ЕГОРОВ Павел Леонидович
+79162003553
Pavel.L.Egorov@mail.ru

Tel: +86 315 5098988 / 5091808
Fax: +86 315 5098988
<http://en.shindatubing.com/>
www.shindasales.com
info@shindasales.com

Welcome to Shinda booth 1G50 at «NEFTEGAS-2017!»



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Гидравлический разрыв пласта
- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

ФОТОГРАМ

Офис в Москве: тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте: тел.: +7 (3462) 556-322
Офис в Ноябрьске: тел.: +7 (3496) 423-130
www.packer-service.ru • info@packer-service.ru

