

Coiled/tubing *times*

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (051), Март / March 2015

Время колтюбинга / Время ГРП / Coiled Tubing Times 1 (051)

НЕФТЬ ИЛИ НЕ НЕФТЬ?

OIL OR NOT OIL?

ОПЫТ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ОТ «ШЛЮМБЕРЖЕ»

SCHLUMBERGER: THE EXPERIENCE OF ACIDIZING IN THE CHALLENGING ENVIRONMENT OF CARBONATE RESERVOIRS

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ В ТАТАРСТАНЕ

NEW PROPPANT FRACTURING TECHNOLOGIES IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

**ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ
HYDRAULIC FRACTURING USING JET PUMPS**

**СЛОВО ЗАКАЗЧИКУ
OVER TO THE CLIENT**

51



www.cttimes.org



Качество по всему миру.

Мы поставляем колтюбинг высочайшего качества для проведения сложных технологических операций по обслуживанию скважин. Глобальное присутствие NOV Completion & Production Solutions поможет вам свести к минимуму риск и преодолеть сложности.

Посетите нас на nov.com/qualitytubing



Quality around the globe.

We deliver the superior coiled tubing you demand for today's most challenging operations in the well-servicing industry. With our global presence, NOV Completion & Production Solutions will help you minimize risk and overcome obstacles.

Visit us at nov.com/qualitytubing



Quality Tubing

NOV Completion & Production Solutions

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 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com www.fidmashnov.by
Представительство в России «ФИДсервис»
тел.: +7 (916) 281 15 53



**Некоммерческое партнерство «Центр развития
КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»**

**Российское отделение Ассоциации специалистов по
КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ**

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



**НП «ЦРКТ»
NP CTTDC**

ICOTA
Intervention & Coiled Tubing Association



Контактная информация

НП «ЦРКТ»

**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**

Contact information

NP CTTDC

**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**

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, заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited;

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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., директор БелНИПИнефть;

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;

В.П. Мороз, директор Департамента ГНКТ ООО «Интегра – Сервис»;

Н.В. Рахимов, к.т.н., главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром подземремонт Уренгой»;

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

Ю.Р. Стерлядев, исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»;

Т.Л. Тамамянц, коммерческий директор ООО «НПО «ВЕРТЕКС»;

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГТУ (НПИ);

Дж. Черник, вице-президент Foremost Industries LP, глава представительства Foremost в России;

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

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

ОСНОВАТЕЛЬ ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

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.

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.

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, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited;

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

J. Chernyk, Vice President, Foremost Industries LP, Head of Foremost in Russia;

R. Clarke, Honorary Editor;

N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Director, BelNIPIneft;

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, NOV FIDMASH;

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

V. Moroz, Director of the Coiled Tubing Department, Integra Services;

N. Rakhimov, Ph.D. in Engineering Sciences, Chief Engineer – First Deputy Director General of Gazprom Podzemremont Urengoy 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, "RosTEKhtnologii";

Yu. Sterlyadev, Executive Director for Management at 'Tatneft-AktubinskRemServis' – Deputy Director at 'Tatneft-RemServis';

T. Tamamyants, Commercial Director, NPO Vertex Ltd.;

A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Subdepartment of the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI);

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

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

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

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

THE AUTHOR OF THE PROJECT – L. Hruzdilovich

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

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.

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.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Первый номер 2015 года выходит в напряженное время, эпитафией к которому хочется поставить неувядаемые слова гениального Киплинга: «Запад есть Запад, Восток есть Восток, и с мест они не сойдут...». Секторальные санкции, повлекшие запрет на поставку отдельных видов оборудования, падение цен на нефть... Всё новые камни преткновения ложатся на наш путь.

Утро, когда я пишу эти строки, цена на нефть установилась на отметке чуть ниже \$60 за баррель. Хочется надеяться, что в считанные месяцы она поднимется и приблизится к \$80 – именно такую «ватерлинию» определили участники опроса журнала «Время колтюбинга» – ведущие специалисты российского нефтегазового сервиса. По их коллективному мнению, сегмент высокотехнологичных услуг при цене на нефть ниже этой отметки начинает терять свою рентабельность. Я внимательно слежу за прогнозами, которые дают различные эксперты. И именно потому, что слежу внимательно, не берусь делать собственный прогноз. Цифры, выдаваемые различными уважаемыми людьми, часто диаметрально противоположны. Это значит, что практически невозможно уловить общий вектор движения в море турбулентности. Однако похоже, что мир вплотную приблизился к качественному рывку, когда традиционные углеводороды будут потеснены на пьедестале почета другими источниками энергии. Наша аналитическая группа высказала кое-какие идеи по этому поводу. Читайте «Нефть или не нефть?»

Что особенно важно для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на современном отрезке? Конечно же, эффективные технологии! Самым передовым опытом их применения делятся на страницах выпуска коллеги из «Шлюмберге» в статье «Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона». Авторы из Башкортостана рассказывают о технологиях удаления отложений с колонны лифтовых труб нефтедобывающих скважин, а татарстанцы – о применении новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Член редакционного совета профессор Юрий Балакиров излагает свежую идею о ГРП с применением струйных насосов.

Советую вам обратить внимание на три интервью, опубликованные под общим заглавием «Слово заказчику». Недропользователи из трех компаний, привлекающих сервисные услуги на отличающихся принципах, рассказывают о критериях как выбора подрядчиков, так и оценки результатов их работы.

В рубрике «Практика» выступает Сергей Кузуб, начальник службы внешнего сервиса Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин компании «Белоруснефть». Напомню, что в 2014 году эта компания стала обладателем специальной премии Intervention Technology Award российского отделения ICoTA в номинации «Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ». Интервью раскрывает некоторые секреты заслуженного успеха.

Интерактивную связь с читателями призвана поддержать «Анкета». Обратите внимание: мы несколько уточнили ее вопросы в соответствии с историческим моментом. Ваше мнение, ваши идеи чрезвычайно важны для редакции. Друзья, прошу вас, заполняйте бланк, размещенный в журнале, и присылайте нам по указанным адресам. Это очень важно для нашего общего дела! Потому что если что и может возвести мост между Востоком и Западом, то только оно!

Рон Кларк

EDITORIAL

The first issue of the journal in 2015 is being published in hard times, and the line by Kipling, “Oh, East is East, and West is West, and never the twain shall meet” seems suitable to be its epigraph. Sectoral sanctions setting a delivery block for certain equipment, declining oil price... New stumbling blocks keep appearing on our way.

While I am writing this, the oil price is established a little below \$60 per barrel. Hopefully, within the months to come, we will see it rising up to \$80, which is the ‘waterline’ price determined by the participants of the survey held by the Coiled Tubing Times journal among the leading experts of the Russian oil and gas service. It is their joint opinion that below this line the high technology segment of services starts losing its cost effectiveness. I follow closely the forecasts presented by various experts. This is why I don’t dare to make my own forecast. The figures given by most respected authorities often appear to be direct opposite. It means that it is next to impossible to capture a common motion vector in the turbulent sea. However, the world seems to be ready to leap forward, with alternative energy sources challenging the conventional hydrocarbons. Our analytical group has a number of ideas to this point. Please, read our article “Oil or Not Oil?”

What is of crucial importance today for the high technology segment of oil and gas service? Undoubtedly, it is high performance technologies! Our colleagues from Schlumberger share their best practices in the application of such technologies in the article “An Integrated Approach and the Experience of Acidizing in the Challenging Environment of Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Region”. Our authors from Bashkortostan tell us about the technologies used for removing deposits from flow columns at oil producing wells; our colleagues from Tatarstan dwell on the new technologies of hydraulic fracturing with proppant being applied in the carbonate reservoirs of the fields with hard-to-recover oil. Professor Yury Balakirov, a member of the Editorial Board, comes out with a new idea of hydraulic fracturing with jet pumps.

I recommend you to read the three interviews published under the common title «Over to the client».

Representatives from three companies which hold subsoil licenses and adhere to different principles of employing service providers describe the criteria they follow in selecting contractors and assessing their performance.

Sergey Kuzub, Head of the External Services, Directorate of Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Belorusneft Production Association, is the guest of our ‘Practice’ column. Let me remind you that in 2014 this company was given the Intervention Technology Award by ICoTA’s Russian Division as the Best innovating company in Russia and CIS countries. The interviewee discloses some secrets of their well-deserved success.

Our Questionnaire is designed to establish interactive communication with our readers. You will have noticed that we have adjusted some of its questions in compliance with the needs of today’s world. Our editors find your opinions and ideas extremely valuable. Please, fill in the blank form in the journal and send it at the addresses specified. This is the necessary contribution towards our common goal! It is the only thing which will help us to put on a bridge between East and West!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

Стратегический курс – на расширение тематики конференции
(Беседа с **К.В. Бурдиным**, старшим сопредседателем российского отделения ICoTA, техническим директором Департамента внутрискважинных работ компании «Шлюмберге», членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга»)8

Нефть или не нефть?14

На пороге зоны неопределенности
(На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает **А.С. Каширский**, руководитель направления исследований компании RPI)20

ТЕХНОЛОГИИ

Рифат Каюмов, Андрей Конченко, Артем Клубин, Олеся Леванюк, Константин Бурдин, Андрей Чикин, Евгений Никульшин
Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона24

И.З. Денисламов, А.М. Галимов
Технологии удаления отложений с колонны лифтовых труб нефтедобывающих скважин40

Р.Ш. Тахаутдинов, Р.Ф. Валиев, О.З. Исмагилов, М.Г. Новиков, А.Р. Давлетов, А.М. Газизов, В.С. Миронов
Применение новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан44

Ю.А. Балакиров, И.Б. Буркинский, А.И. Кучерук
Гидравлический разрыв пласта с применением струйных насосов56

Избранные тезисы 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»60

ПРАКТИКА

Мы выбрали тот же путь, что и мировые лидеры
(Беседа с **С.М. Кузубом**, начальником службы внешнего сервиса Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин РУП «ПО «Белоруснефть»)70

СЛОВО ЗАКАЗЧИКУ

Главные критерии оценки – безопасность, качество, эффективность
(Беседа с **А.А. Григорьевым**, начальником отдела супервайзинга по ГРП и ГНКТ, ООО «РН-Юганскнефтегаз»)74

Наш подрядчик все работы производит на высоком уровне
(Беседа с **В.С. Игнатьевым**, главным инженером ЗАО «ИНК-Запад»)76

В любом тендере основные критерии – это стоимость и качество
(Беседа с **А.М. Рахимовым**, заместителем генерального директора по бурению и КРС, ЗАО «ГЕОТРАНСГАЗ»)79

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А. Балакиров
Этюды работы колтюбинговых установок82

ОБЗОР

Ю.А. Балакиров, В.Н. Бровчук
Принципы кислотного гидроразрыва
(Обзор зарубежной информации. Часть 2)84

МНЕНИЕ

Нужна новая промышленная политика
(Специалисты нефтегазового сервиса обсуждают влияние политической ситуации на развитие отрасли)92

НОВЫЕ КНИГИ

Л.А. Магадова
Промысловая химия в нефтегазовой отрасли98

Анкета «Времени колтюбинга»100

PROSPECTS

Strategic Course – to Expand the of the Conference Topics
(Conversation with **K. Burdin**, Ph.D., Senior Co-Chair of ICoTA's Russian Chapter, Schlumberger's Well Intervention Senior Technical Engineer, member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal)8

Oil or Not Oil?14

On the Verge of Uncertainty
(Interview with **A. Kashirskiy**, Head of Research at RPI)20

TECHNOLOGIES

Rifat Kayumov, Andrey Konchenko, Artem Klyubin, Olesya Levanyuk, Konstantin Burdin, Andrey Chikin, Evgeniy Nikulshin
An Integrated Approach and the Experience of Acidizing in the Challenging Environment of Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Region24

I. Denislamov, A. Galimov
Technology of Deposit Removal from the Production String in Oil Wells40

R. Takhautdinov, R. Valiev, O. Ismagilov, M. Novikov, A. Davletov, A. Gazizov, V. Mironov
Application of New Proppant Fracturing Technologies in Carbonate Reservoirs of Vereiskian Stage at the Oilfields with Hard-To-Recover Reserves on the Territory of the Republic of Tatarstan44

Yu. Balakirov, I. Burkinskiy, A. Kucheruk
Hydraulic Fracturing Using Jet Pumps56

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference60

PRACTICE

We Follow the Same Route as Global Leaders
(Interview with **S. Kuzub**, Head of the External Services, Directorate of Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Belorusneft Production Association)70

OVER TO THE CLIENT

Main Assessment Criteria – Safety, Quality, Efficiency
(Interview with **A. Grigoryev**, Head of the Coiled Tubing and Hydraulic Fracturing Supervising Department, RN-Yuganskneftegaz LLC)74

Our Contractor Does the Job to the Highest Standard
(Interview with **V. Ignatyev**, Chief Engineer of INK-Zapad)76

Price and Quality are the Main Criteria in Any Tender
(Interview with **A. Rakhimov**, Deputy Director General for Drilling and Well Workover, GEOTRANSGAZ)79

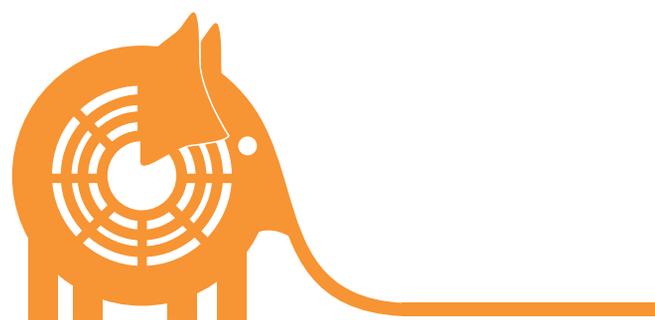
COLUMN BY MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD

Yu. Balakirov
Etudes for Coiled Tubing Rigs82

OPINION

New Industrial Policy Needed
(Gas and oilfield service specialists discuss the influence of the political situation on the industry development)92

Coiled Tubing Times Questionnaire100



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

**The 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

**28 – 30 октября 2015 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)**

**October 28 – 30, 2015
Aerostar Hotel, Moscow, Russia
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)**

Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП и т.д.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и т.п.);
- Новые методы ПНП;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Зарезка боковых стволов, в т.ч. с применением ГНКТ;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, инструмент и материалы для ТКРС.

Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Sidetracking operations, including those with coiled tubing application;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, tools and materials for well servicing and workover.

КОНТАКТЫ / CONTACTS:
Tel.: +7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru



16-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Конференция состоится 28–30 октября 2015 года в Москве, в гостинице «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»).

На 28 октября запланирован учебный семинар, который проведут специалисты одной из самых высокотехнологичных международных сервисных компаний, 29–30 октября будут работать технические секции. На протяжении всех трех дней будет действовать выставка, на стендах которой будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

Эта ежегодная конференция – старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберге», Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», ERIELL Group, СЗАО «Фидмаш», Группа ФИД, Serva Group, Welltec, «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «БВТ-Восток», «Фрак Джет Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ямал-Петросервис», «Ветеран» и др.

Программа технических секций традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Вы можете убедиться в этом, ознакомившись с историей конференции по адресу <http://www.ctimes.org/conf/>

Рабочие языки конференции: русский и английский. Будет вестись синхронный перевод.

Организаторами мероприятия традиционно выступают российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), Центр развития колтюбинговых технологий (г. Москва) и научно-практический журнал «Время колтюбинга». Мероприятие пройдет при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

На 16-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и дружеского ужина. Вы сможете обсудить актуальные проблемы со специалистами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными коллегами с помощью квалифицированных переводчиков.

Вы не только получите исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и российского нефтегазосервисного рынка, но и встретите новых друзей.

Ждем вас, дорогие коллеги, в нашем неформальном клубе!

Оргкомитет

The Conference will be held in Moscow at Aerostar Hotel (Leningradsky ave. 37, bldg. 9, "Динамо" subway station) on October 28–30, 2015.

Educational Workshop will be held on October 28. The lecturers of the Workshop represent one of the leading international oilfield service companies. Technical sessions will be organized on October 29–30. During the three days of the Conference an Exhibition will take place. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

This annual conference is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom neft, LUKOIL, Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford, Halliburton, Tatneft, Bashneft, Integra-Services, LLC, EWS, BVT-Vostok, Eriell Group, Belorusneft, NOV Fidmash, FID Group, Serva Group, Welltec, Packer Service, Westor Overseas Holding, Frac Jet Volga, Ural-Design-PNP, Yamal-Petroservice, Veteran, etc.

The program of technical sessions is traditionally focused on the most advanced and up-to-date technologies. You can assure yourself of this by looking through the history of the conference at <http://www.ctimes.org/en/conf/>

Working languages are either Russian or English. Simultaneous interpretation will be provided.

As usual, the conference will be organized by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA), Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow) and Coiled Tubing Times Journal. The event will be supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

At the 16th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

You will not only gain comprehensive information about the most up-to-date technical innovations of the global and Russian oilfield service markets, but also will be able to make new friends.

Dear colleagues, we look forward to seeing you in our informal club!

Organizing Committee

Стратегический курс – на расширение тематики конференции

Strategic Course – to Expand the of the Conference Topics

Константин Валерьевич Бурдин родился 30 декабря 1976 года в Донецкой области.

С отличием окончил Тюменский нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», специализация КРС.

Трудовую деятельность начал в 1999 году помощником бурильщика КРС в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (СУПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»). Работал мастером бригады с установками ГНКТ.

В 2001 году был назначен ведущим инженером крупнейшего в России цеха по ремонту скважин с установками ГНКТ.

В 2003 году защитил диссертацию на соискание степени кандидата технических наук по теме «Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб».

С 2004 года работает в компании «Шлюмберже», где прошел путь от полевого инженера до технического директора Департамента внутрискважинных работ. С 2000 года является постоянным участником конференций «Колтубинговые технологии и внутрискважинные работы». Автор более 30 статей по данной тематике.

Беседа с К.В. Бурдиным, старшим председателем российского отделения ICoTA, техническим директором Департамента внутрискважинных работ компании «Шлюмберже», членом редакционного совета журнала «Время колтубинга», кандидатом технических наук.

Время колтубинга: Константин Валерьевич, Вы – личность очень значимая для проекта «Время колтубинга» и не раз выступали на страницах нашего журнала, безусловно признанный эксперт в области



Konstantin Burdin holds a degree with distinction from Tyumen O&G University, with a specialty in Drilling O&G Wells and Well Workover. In 1999, he began his professional career as an assistant workover driller in the Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Well Workover. Later, he worked as CT crew supervisor.

In 2001, he was appointed leading engineer of biggest CT well workover department in Russia. In 2003, he defended his dissertation for a Doctor of Engineering degree. The thesis was entitled “Development and Research of Behind-the-Casing Flows Isolation Technologies with CT application.”

He joined Schlumberger in 2004, rising from the position of a design engineer to technical director of the Well Intervention department. He has been a regular participant at the Conference for CT Technologies and Well Intervention since 2000, and has contributed to more than 30 technical papers on the subject.

A conversation with K.V. Burdin, Ph.D., Senior Co-Chair of ICoTA’s Russian Chapter, Well Intervention Senior Technical Engineer for Schlumberger and member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

Coiled Tubing Times: Konstantin Valerievich, you are a well-known contributor to “Coiled Tubing Times,” and your frequent articles are always interesting. In 2014 you participated in the 15th annual Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention International Conference as Senior Co-Chair of ICoTA’s Russian

колтюбинга. В 2014 году Вы в качестве старшего сопредседателя российского отделения ICoTA принимали активное участие в подготовке 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», а организация проведенного в рамках этого мероприятия специалистами компании «Шлюмберже» семинара «Многостадийное заканчивание горизонтальных скважин, или Скважины с МГРП» – лично Ваша заслуга. Как Вы оцениваете результаты этой огромной работы?

Константин Бурдин: Прежде всего, хотел бы отметить и поблагодарить всех своих коллег за проделанную работу по проведению семинара, предоставленные доклады, безусловно, это наша общая заслуга. Как сопредседатель российского отделения ICoTA свою роль в оргкомитете конференции я видел, конечно же, в привлечении наибольшего количества участников. И думаю, что эта задача была выполнена. Этого удалось достичь за счет того, что мы расширили тематику конференции и семинара. Если раньше круг рассматриваемых вопросов включал в себя только колтюбинговые технологии, то теперь в него также вошли такие актуальные темы, как ГРП, интенсификация добычи и многостадийный ГРП.

ВК: Да, ГРП появился и в названии этой ежегодной конференции.

К.Б.: Такое расширение тематики, в свою очередь, привлекло на конференцию больше представителей добывающих компаний. Если раньше она собирала в основном работников отделов КРС, то теперь мы видим в зале представителей и геологических департаментов, и департаментов добычи – тех, кто непосредственно занимается проведением интенсификаций скважин. Я рад тому, что в этом году было рекордное количество участников и семинара, и конференции. Что касается программы, считаю, что качество представленных докладов было на высоте. К тому же стоит отметить, что во многих докладах поднимались особо острые вопросы, стоящие перед отраслью. Считаю, что юбилейная, 15-я конференция стала одной из лучших за всю историю мероприятия.

ВК: Все вопросы по организации семинара, подбору тем и лекторов были решены ресурсами компании «Шлюмберже» под Вашим руководством. По какому принципу формировалось содержание однодневного 8-часового курса «Многостадийное заканчивание горизонтальных скважин, или Скважины с МГРП»?

К.Б.: Семинары, которые до этого проводились

chapter. As an organizer of the successful workshop “Horizontal Well Completion with MSS,” how would you assess the work that was executed?

Konstantin Burdin: First of all, I would like to express my gratitude to my colleagues for their hard work and collaboration in making this event possible. As Co-Chair of ICoTA's Russian Chapter, my role here was to attract the greatest number of participants. And, I think that objective was reached, in part because we expanded the conference and workshop topics. Whereas earlier themes focused strictly on coiled tubing (CT) technology, now we are discussing hydraulic fracturing, production intensification and multi-stage hydraulic fracturing.

CTT: Yes, hydraulic fracturing appeared in the conference name.

K.B.: This expansion in scope, in turn, attracted more participation from production companies at the conference. Prior conferences primarily included representatives from workover departments; today, we are attracting many disciplines, including geological and stimulations specialists, who are mainly focused on well stimulation. I am pleased that this year we had a record number of participants at seminars and conference events, and I believe the 15th anniversary conference was a success. It's safe to say that the agenda included a number of excellent presentations.

CTT: The eight-hour workshop, “Horizontal Well Completion with MSS,” was presented by experts from Schlumberger in the framework of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. What was the main theme of the workshop?

K.B.: Seminars, which were previously carried out under the auspices of ICoTA, as well as those traditionally presented at our annual conference, usually covered only basic knowledge. This was primarily because they were targeted to users and companies that were just beginning to work with CT.

CTT: A kind of primer.

K.B.: Yes, a "preparatory class" on CT. Since CT technology already has a long history in Russia and in all industry sectors, basic overview presentations would not have impressed most of the participants. It was therefore decided to focus on the latest trends in oilfield services, such as multistage fracturing. This is in keeping with the ICoTA strategy. And from the point of view of Schlumberger, I want to inform the readers that we have formed a new ProTEC group, which is engaged in an integrated approach to the planning of hydraulic fracturing, including multistage.

The main objective of the workshop was to show the integrated approach Schlumberger takes in multistage hydraulic fracturing—from the initial design of the well to its development and evaluation. This comprehensive cycle, Design – Execution – Evaluation, was demonstrated to the participants. Each of seven

под эгидой ICoTA, а также те, которые традиционно предваряют нашу ежегодную конференцию, обычно содержали только базовые знания, поскольку были адресованы тем пользователям и компаниям, которые только начинают работы с колтюбингом.

ВК: Своеобразный букварь.

К.Б.: Да, подготовительный класс по колтюбингу. Естественно, поскольку технологии колтюбинга уже достаточно давно применяются в России, и в среде современных нефтяников уже никого не удивишь обзормыми презентациями по колтюбингу, повторять основы для нескольких новых пользователей в рамках конференции уже не слишком целесообразно. С учетом текущих трендов в нефтесервисе было принято решение сузить фокус семинара именно на многостадийный ГРП. В качестве же интересного практического кейса мы предложили участникам рассмотреть опыт группы ProTEC (Production Technical Engineering Center), недавно сформированной в «Шлюмберже». Задача этой команды – находить технологические решения для оптимизации добычи, в частности, многостадийного ГРП, используя интегрированный подход в рамках имеющихся сервисных групп, и осуществлять поддержку этих решений на практике.

В рамках семинара было продемонстрировано, как на практике работает комплексный подход к процессу планирования многостадийного ГРП – от начала проектирования скважины до ее освоения и оценки результатов. То есть полный цикл, что называется, Design – Execution – Evaluation, был рассмотрен. По каждому из семи выбранных направлений выступил компетентный представитель компании. Я считаю, что схема выступлений была подобрана удачно – все шло в логическом порядке, как это и работает в жизни. И в принципе думаю, что подобный формат семинара будет востребован и в дальнейшем.

ВК: А наш журнал надеется в 2015 году опубликовать основные части этого курса в рубрике «Семинар «ВК». Константин Валерьевич, со времени нашей прошлой беседы прошел год. Какие достижения Департамента внутрискважинных работ компании «Шлюмберже», осуществленные за этот период, можно отметить?

К.Б.: Во-первых, был реализован проект использования технологии ACTIVE в России и Казахстане. Напомню читателям, это колтюбинг с оптоволоконным каналом связи с забоем, по которому передаются основные параметры работы (глубина, давления, температура). Кроме того, по всей длине есть возможность получать график распределенной температуры. Были введены в эксплуатацию две установки, уже полностью оснащенные этим оборудованием.



selected areas was represented by a Schlumberger expert. I believe the structure of the workshop was well chosen and organized. Everything was presented in a logical order, as it is done in practice. And, I think that the workshop program will be in demand at future conferences.

CTT: Our magazine hopes to publish this year the main part of this course under the heading “CTT Workshop.” Konstantin Valerievich, since our last conversation, a year has passed. What are the key achievements of the Schlumberger Well Intervention department during this period?

К.Б.: First of all, we finally presented the ACTIVE* family of live downhole coiled tubing services technology for Russia and Kazakhstan. Let me remind readers that this is CT equipped with fiber-optic, which enables real-time acquisition of key operating parameters (depth, pressure, temperature, etc.). In addition, we can acquire a distributed temperature survey (DTS) for the entire wellbore. We already have two units fully equipped with all required Active system components, and initial field tests have already been carried out in the region. In the near future, we plan to expand this range of equipment and types of services, which I announced at the conference.

In particular, we have the opportunity to use ACTIVE* Straddle CT real-time multiset inflatable packers for selective treatments and remedial cementing operations. Thanks to the ACTIVE system, we can control the differential pressure across the packer. In general, Schlumberger Well Intervention is moving to the integration of real-time downhole data for most CT operations. For traditional cleanouts, we are working with high-tech services, which are often impossible to perform without the control of downhole parameters.

Secondly, this year, we have completed a major five-well project on an offshore fixed platform. This was

Сделаны первые пробные скважины. В ближайшее время планируется расширить набор этого оборудования и видов услуг, о чем я, собственно, докладывал на конференции. В частности, появилась возможность в применении двухпакерной, многопосадочной компоновки для проведения селективных закачек как для кислотных обработок, так и для РИР, при этом благодаря системе АСТive возможно контролировать перепады давления на пакере. В целом компания «Шлюмберже» в сегменте внутрискважинных технологий взяла курс на получение данных с забоя скважины в режиме реального времени практически на всех видах операций, которые производятся с колтюбингом. На рынке традиционных промыслов нам, так скажем, тесновато. Компания занимает нишу высокотехнологичных услуг, которые зачастую просто невозможно выполнить без контроля забойных параметров.

Во-вторых, в этом году был реализован серьезный проект на морской платформе и выполнили 5 скважинных операций с колтюбингом на скважинах с экстремальным отклонением от вертикали (до 3,5 км), при этом все операции были выполнены без каких бы то ни было инцидентов, безопасно и в самые короткие сроки. Подробнее мы постараемся рассказать об этом опыте на следующей конференции.

ВК: В программе конференции было пять замечательных докладов, озвученных представителями «Шлюмберже», в том числе Ваш. Российские коллеги традиционно не слишком активно демонстрировали свои достижения. Почему, на Ваш взгляд?

К.Б.: Я склонен с Вами не согласиться. Было несколько впечатляющих докладов от наших российских коллег.

ВК: Да, конечно. Но в процессе подготовки программы конференции я разослала порядка десятка писем российским коллегам с приглашением выступить, будучи уверенной, что у их компаний есть неоспоримые достижения, которыми нужно гордиться.

К.Б.: Наверное, здесь сказалась определенная ментальность российского человека, который старается делать больше, чем говорить. Кроме того, в России еще не сложилась культура по продвижению технологий. Я уже неоднократно поднимал вопрос, почему многие компании не презентуют свои наработки, хотя у них есть что показать? Можно только предположить, что кто-то считает это ненужной тратой времени, кто-то не хочет раскрывать секреты, кто-то скромничает, а кто-то просто не успевает оформить презентацию, потому что все его время занимает текущая работа.

ВК: И еще один момент. Если у западных коллег принято сообщать о конкретных

a CT intervention in extended-reach wells with an extreme deviation from the vertical, up to 3.5 km. All operations were done in a short period of time, without any incidents, in a safe and professional manner. We will try to provide additional information about this project at the next conference.

CTT: The conference program had five wonderful reports, presented by Schlumberger, including yours. Russian colleagues typically are not as forthcoming in presenting their achievements. Why, in your opinion?

К.Б.: I tend to disagree with you. There were a few impressive reports from local Russian companies.

CTT: Yes, but in the course of preparing the conference program, I sent about a dozen letters to Russian colleagues with an invitation to speak, confident that their companies had some undeniable achievements to present to the attendees.

К.Б.: Perhaps the Russian approach to do more than talk comes into play. In addition, Russia has not yet developed the culture of technology promotion. I brought that question up many times to find out why many companies do not present their achievements, even though they have a lot to show. We can only assume that they think it is not a good use of time, don't want to reveal the proprietary information, or simply do not have time to arrange a presentation because of tight schedules.

CTT: One more thing. Whereas Western colleagues report about specific achievements, such as a unique fishing operation on a real well or a record length reached with a downhole

Мы реализовали серьезный проект на морской платформе и выполнили 5 скважинных операций с колтюбингом на скважинах с экстремальным отклонением от вертикали (до 3,5 км), при этом все операции были выполнены без каких бы то ни было инцидентов, безопасно и в самые короткие сроки. Подробнее мы постараемся рассказать об этом опыте на следующей конференции.

We have completed a major five-well project on an offshore fixed platform. This was a CT intervention in extended-reach wells with an extreme deviation from the vertical, up to 3.5 km. All operations were done in a short period of time, without any incidents, in a safe and professional manner. We will try to provide additional information about this project at the next conference.

достижениях, например, об уникальных ловильных работах на скважине номер такой-то или о рекордной протяженности, достигнутой скважинным трактором, то доклады российских специалистов, как правило, охватывают широкие пласты материала, объединяющие ряд конкретных работ, каждая из которых часто достойна отдельного сообщения.

К.Б.: Тем не менее я хочу отметить, что на нынешней конференции количество докладчиков, качество докладов и степень проработки тем были ощутимо выше, чем на предыдущих. И, конечно, здесь следует отметить, что сыграл свою роль объявленный конкурс на лучший доклад. Я считаю, что это хорошая традиция, которая была незаслуженно прервана на прошлых конференциях, и, безусловно, должна быть продолжена на всех последующих.

ВК: И наша конференция, вне всякого сомнения, этому способствует. Как Вам видятся дальнейшие пути ее развития?

К.Б.: Я считаю, что стратегически правильно был выбран курс на расширение тематики. Для постоянных участников конференции, тех, кто стоял у ее истоков, тривиальные темы уже не дают информативной нагрузки, которая была в начале 2000-х. Поэтому расширение тематики – перспективное направление, способствующее привлечению новых участников, генерации совместных идей. Колтюбинг – это универсальное средство доставки, и не важно даже, какие «начинки», какие технологии мы с ним совмещаем. Колтюбинг в настоящее время уже работает практически во всех видах сервисов, начиная от бурения и заканчивая геофизическим исследованиями. Естественно, и при проведении ГРП, и при многостадийном ГРП без колтюбинга – никуда. Большинство современных технологий изначально разрабатывается с условием, что при их осуществлении будет применяться колтюбинг либо для открывания-закрывания, либо для фрезерования, либо для последующих операций по промывке освоению, ГФИ, РИР. В этой связи очень правильно скорректировано направление: объединение в тематике конференции самого колтюбинга и технологий, с которыми он используется: ГРП, стимулирование скважин, геофизические исследования, бурение с колтюбингом. Все эти вопросы интересны широкому кругу нынешних и потенциальных участников конференции, они в них участвуют непосредственно в своей работе. Я надеюсь, что предпринятые шаги по изменению концепции конференции дадут импульс новому витку развития этого мероприятия.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

Колтюбинг – это универсальное средство доставки, и не важно даже, какие «начинки», какие технологии мы с ним совмещаем. Колтюбинг в настоящее время уже работает практически во всех видах сервисов, начиная от бурения и заканчивая геофизическим исследованиями.

CT is a universal means of delivery, regardless of what technologies we combine it with. It is currently used for all types of services, ranging from drilling to geophysics, and hydraulic fracturing is no exception.

tractor, Russian subject matter experts tend to report about more general achievements that cover a broad spectrum of material, combining a number of specific projects, each of which is often worthy of a separate presentation.

К.В.: Nevertheless, I want to note that at this conference, the number and quality of speakers significantly increased in comparison with last year. And, of course, the conference organizers' Best Report nomination played a great role here. I think it is a good tradition that has been unfairly terminated at past conferences, and certainly should be continued in the future.

CTT: Our conference, no doubt, is contributing to that success. How do you see further ways of developing the conference?

К.В.: I think that it was a strategic decision to expand the scope of the conference. In the early 2000s, topics tended to be trivial, and provided no real useful information. Therefore, the expansion of subjects is a promising direction, helping to attract new members and new ideas in collaboration with conference attendees. CT is a universal means of delivery, regardless of what technologies we combine it with. It is currently used for all types of services, ranging from drilling to geophysics, and hydraulic fracturing is no exception. Multistage hydraulic fracturing is not possible without CT. Most up-to-date technologies were originally developed for CT utilizing it either for open/close fracture ports, milling, cleanouts and kick-off operations, or logging and remedial jobs. In this regard, it is appropriate to integrate in the conference topics not only CT, but all related technologies where CT is used: fracturing, well stimulation, geophysical surveys, drilling, to name a few. All these issues are of interest to a wide range of current and potential conference participants, and, I think, the expansion of the conference keeps it relevant and vibrant.

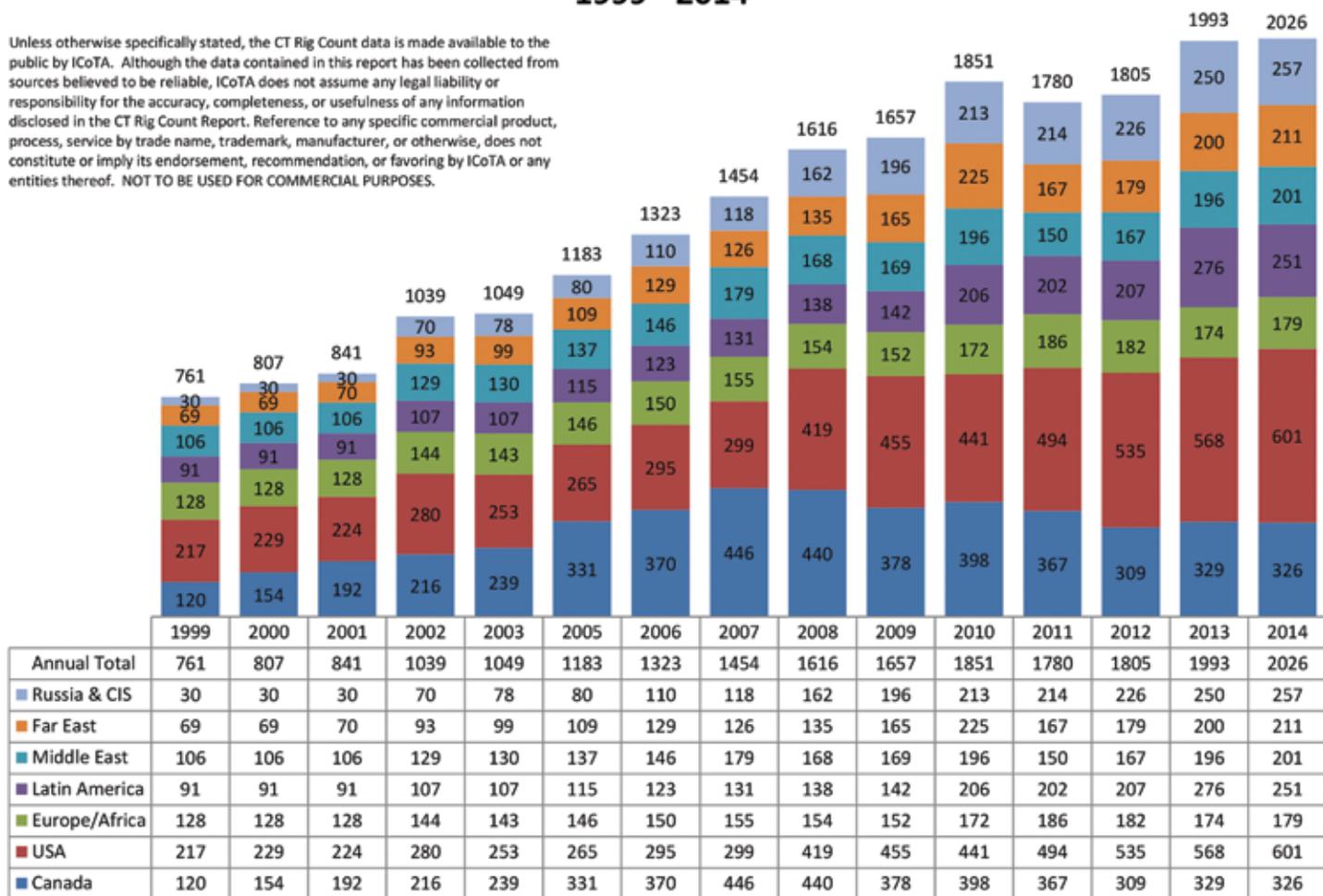
**Mark of Schlumberger*

By Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



Worldwide Coiled Tubing Unit Count 1999 - 2014

Unless otherwise specifically stated, the CT Rig Count data is made available to the public by ICoTA. Although the data contained in this report has been collected from sources believed to be reliable, ICoTA does not assume any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information disclosed in the CT Rig Count Report. Reference to any specific commercial product, process, service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by ICoTA or any entities thereof. NOT TO BE USED FOR COMMERCIAL PURPOSES.



ICoTA WORLDWIDE COILED TUBING UNIT COUNT Historical Data

Although the data contained in this report has been collected from sources believed to be reliable, no warranty, expressed or implied, is made regarding accuracy, adequacy, completeness, legality or reliability of any information. This data is received voluntarily from numerous sources for the sole purpose of providing statistical information for the coiled tubing industry. If you find any errors or omissions, we encourage you to report them to Allison Babin (ababin@icota.com).

The ICoTA Board of Directors would like to give a big thanks to Les Tomlin for his tireless efforts and commitment over the past several years in seeing this project through. We also want to give thanks to those companies and individuals who have worked with Les over the years by providing the much needed information to complete this report.

Region	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	+/- (2013 / 2014)
Canada	69	85	91	120	154	192	216	239		311	370	446	440	378	398	367	309	329	326	(3)
United States				217	229	224	280	253		265	295	299	419	455	441	494	535	568	601	33
Europe & Africa				128	128	128	144	143		146	150	155	154	152	172	186	182	174	179	5
Latin America				91	91	91	107	107		115	123	131	138	142	206	202	207	276	251	(25)
Middle East				106	106	106	129	130		137	146	179	168	169	196	150	167	196	201	5
Far East				69	69	70	93	99		109	129	126	135	165	225	167	179	200	211	11
Russia/China (before 2002)				30	30	30														0
Russia & CIS Countries							70	78		80	110	118	162	196	213	214	226	250	257	7
Total World Count	614	-	-	731	777	811	1039	1049	-	1163	1323	1454	1616	1657	1851	1780	1805	1993	2026	33

Count not available or not applicable

CTU % per Geographical Area				
	2011	2012	2013	2014
Canada	21%	17%	17%	16%
United States	28%	30%	28%	30%
Europe & Africa	10%	10%	9%	9%
Latin America	11%	11%	14%	12%
Middle East	8%	9%	10%	10%
Far East	9%	10%	10%	10%
Russia & CIS Countries	12%	13%	13%	13%
Total	100%	100%	100%	100%

Top 10 CTU Operators 2014		
	2014	+/- 2013
Schlumberger	310	(68)
Boots & Coots - a Halliburton Service	225	4
Baker Hughes	204	22
IPS (Superior Energy, Complete Production Services, Warrior, Bobcat, Serv Petrotech)	108	(4)
Cudd Pressure Control	47	13
Key Energy	46	(5)
Trican Well Service	33	2
Essential Coil and Stimulation	30	(18)
Calfrac	30	3
C & J Coiled Tubing	29	5

Нефть или не нефть?

Oil or Not Oil?

Вопрос стоит почти по-шекспировски.

Черное золото или черная кровь Земли, кому как больше нравится, неизменно находится в перекрестии прицелов экономики и политики. Цена на нефть – одна из ежедневных новостей мировых СМИ.

Нефть залита в двигатели человечества – и в прямом, и в переносном смысле. И двигатели этой конструкции будут работать до тех пор, пока не закончится нефть. В этот момент на главной сцене цивилизации и прозвучит реплика: «Нефть или не нефть?»

Существуют приверженцы гипотезы неорганического происхождения углеводородного сырья, которые уверены, что нефть не закончится никогда. Но их точка зрения в общественном мнении не превалирует, так что не будем раньше времени отрекаться от презумпции невосполнимости запасов черного золота.

«Когда закончится нефть», пел рок-исполнитель... Значительная часть экспертов полагает, что лет через сорок-пятьдесят. Согласно их расчетам, на планете осталось примерно 1000 гигабаррелей, при этом ежегодно потребляется 22 Гб нефти. Получается, что она закончится примерно через 46 лет. Еще одна, тоже значительная, часть экспертов более оптимистична и считает, что нефть до конца XXI века не закончится, поскольку в подсчетах не учитывается, что постоянно разведываются все новые запасы. Вот и выходит, что и десять лет назад на планете оставалось нефти на сорок-пятьдесят лет, и сейчас остается примерно на столько же. Только запасы становятся все более трудноизвлекаемыми, а потому требуют дорогих технологий и оборудования для своего освоения. Именно такие технологии и оборудование и являются главной темой нашего журнала.

Осенью 2014 года в процессе 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» мы провели анкетирование. Опрашивали участников конференции – руководителей, главных инженеров, начальников подразделений, ведущих специалистов нефтегазодобывающих и нефтегазосервисных компаний – такую выборку вполне можно считать экспертным сообществом. Один из вопросов был сформулирован так: «При каких ценах на нефть можно прогнозировать замедление темпов развития высокотехнологичного сегмента нефтегазового сервиса?».

Ответы, которые мы получили, распределяются

The question sounds as if asked by Shakespeare.

The black gold or, if you like it, the black blood of the Earth is unfailingly at the gunpoint of both, economics and politics. Oil price is on the list of the everyday news items in global mass media.

Oil is filling the tanks of actual and metaphorical engines of the humankind. These engines will never stop until oil dries up. At this moment, the line “Oil or not oil?” will be heard over the main stage of the civilization.

Those who adhere to the theory of inorganic origin of hydrocarbons believe that oil is never going to run dry. However, theirs is not a prevailing public opinion, and we don't want to renounce the presumption of oil resources being irreplaceable.

When oil dries up, a rock-singer sang... Most experts believe it to happen in forty or fifty years. According to their calculations, the planet has about 1,000 gigabarrels of oil, with 22 gigabarrels being consumed every year. So, we are going to run out of it in forty-six years. Another group of experts, which is as numerous though far more optimistic, is of the opinion that oil will still be in place by the end of the 21st century, because today's calculations take no account of discovery additions. That's why we expected oil to last for forty or fifty years a decade ago and have the same expectations for the moment. However, oil resources become more difficult to recover and their development requires expensive technologies and equipment. Such technologies and equipment are the main issue for our journal.

In autumn 2014, we conducted a questionnaire survey in the framework of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. The participants of the conference selected for the survey included directors, chief engineers, heads of departments, leading experts from oil and gas producers and oil and gas service companies, who can be justifiably called an expert community. Among other questions we asked “What level of oil price may lead to the slowdown in the high technology segment of oil and gas service?”.

The answers were distributed as follows: \$30 (3%), \$40–50 (5%), \$50–60 (10%), \$60–70 (20%), \$80 (60%), \$90 (2%). The ‘waterline’ price turned out to be \$80. It is notable that at the moment of the survey the oil price was below this level.

While this article is being written, Brent oil price is about \$61. It doesn't look much of consolation, but we persist in our belief that progress is a great power and that, when put into mass use, innovative technologies reduce production costs.

следующим образом: \$30 (3%), \$40–50 (5%), \$50–60 (10%), \$60–70 (20%), \$80 (60%), \$90 (2%). «Ватерлиния» оказалась на отметке 80. Напомним, что на время проведения опроса цена на нефть уже опустилась ниже этой отметки.

В момент написания этого материала цена на нефть марки Brent после прохождения минимума колеблется у отметки \$61. Это дает слабый повод для оптимизма, но мы продолжаем верить в великую силу прогресса и в то, что инновационные технологии, становясь массовыми, значительно снижают себестоимость продукта.

Крупнейшие российские нефтедобывающие компании не раскрывают, какую цену нефти они заложили в свои бюджеты на 2015 год. «У каждой компании есть несколько сценариев развития, – сообщил источник в одном из ведущих российских предприятий отрасли. – Так что они подготовлены практически к любой цене». Так, например, «Лукойл» заявил о сокращении инвестпрограммы на 10%, тогда как у «Роснефти», «Газпром нефти» и «Газпрома» утвержденные инвестпрограммы на 2015 год в целом оказались масштабнее, чем в 2014 году.

В целом же положение таково, что в различных источниках появляются прогнозы, вступающие в практически полное противоречие друг с другом. Что в этих условиях остается? Только следить за динамикой рынка и осторожно экстраполировать цифры. Этим наша аналитическая группа не перестает заниматься. Результаты наших экстраполяций мы представим вниманию читателей в следующих номерах журнала.

А пока вернемся к вопросу, вынесенному в заголовок. Итак, нефть или не нефть?

И если нефть, то не легкая и не дешевая, потому что большинство старых гигантских месторождений вступили в период падающей добычи. Единственное решение здесь – переход к инновационной модели развития нефтяного и газового комплекса, к использованию отечественных технологий, способных продлить срок эффективной эксплуатации старых гигантов на несколько десятилетий. Российскими учеными созданы реагенты, позволяющие водой подбирать из пласта не 1,5% нефти, а 6–10%, а на старых газовых месторождениях Западной Сибири с помощью таких технологий можно подобрать еще пять триллионов кубов газа.

Министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской также считает, что драйвером реализации отечественных крупных инновационных проектов выступит

Драйвером реализации отечественных крупных инновационных проектов выступит освоение месторождений трудноизвлекаемой нефти.

The development of tight oil fields to be the driver for the major national innovation projects.

The major Russian oil producers refuse to disclose the oil price reflected in their 2015 budgets. “Each company has a range of scenarios as its disposal,” says a representative of one of the leading Russian industry players. “They are practically prepared to any price possible”. For example, Lukoil announced about scaling down its investments by 10%, while investment programmes for 2015 approved by Rosneft, Gasprom Neft and Gasprom are more extensive than they used to be in 2014.

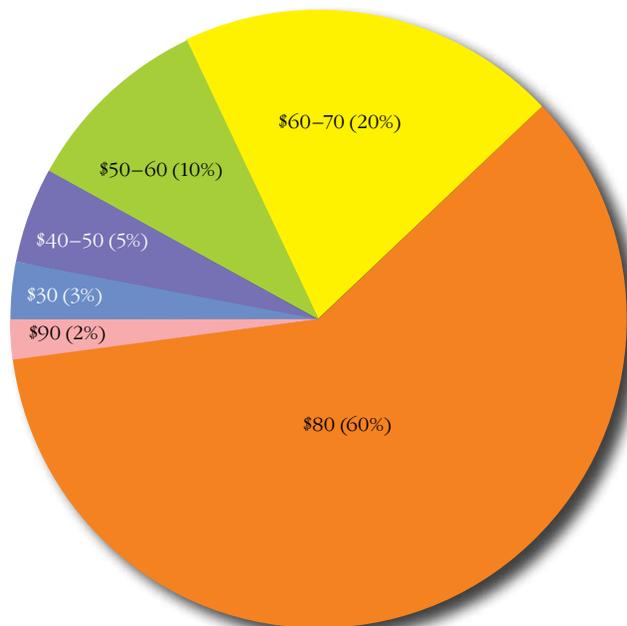


Рисунок 1 – При каких ценах на нефть можно прогнозировать замедление темпов развития высокотехнологического сегмента нефтегазового сервиса? Результат анкетирования участников 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Figure 1 – What level of oil price may lead to the slowdown in the high technology segment of oil and gas service? Results of the questionnaire survey held among the participants of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

In general, we have a variety of forecasts which contradict one another. What are we supposed to do under these circumstances? We may follow the market dynamics and extrapolate figures holding a conservative position. This is what our analytical

освоение месторождений трудноизвлекаемой нефти, в первую очередь месторождений в Западной Сибири, которые содержат отложения баженовской свиты. «В перспективе именно такие месторождения будут составлять значительную часть будущей добычи углеводородов в России. Сама жизнь заставит компании заниматься освоением этих ресурсов, – уверен министр. – Просто потому, что у нас больше половины всех запасов можно отнести к трудноизвлекаемым».

В рейтинге Международного энергетического агентства Россия занимает первое место по оценке объемов запасов нетрадиционных углеводородов именно за счет этих горных пород, которые содержат, по оценкам МЭА, около 10 млрд тонн нефти. Российские специалисты считают, что цифра занижена и может составлять от 20 до 40 млрд тонн.

Планируется создать несколько полигонов по отработке технологий трудноизвлекаемых углеводородов с участием государства и компаний путем государственно-частного партнерства.

It has been planned to create a number of testing sites for mastering the technologies of tight hydrocarbons recovery on the basis of the state and companies cooperation in the form of public and private partnerships.

Сейчас Роснедра активно занимаются подготовкой к переходу к практической фазе освоения трудноизвлекаемых залежей. В частности, планируется создать несколько полигонов по отработке технологий трудноизвлекаемых углеводородов с участием государства и компаний путем государственно-частного партнерства.

В ближайшие десятилетия мировой рынок нефти изменится до неузнаваемости. Рост спроса на нефть будет самым низким среди всех видов топлива и в среднем составит всего 0,8% в год. Весь чистый прирост спроса придется на страны, не входящие в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) – Китай, Индию и Ближний Восток. Разработка нефти низкопроницаемых коллекторов приведет к тому, что США потеснят Саудовскую Аравию с первого места в мире по объемам добычи жидкого топлива. Импорт нефти в США, как ожидается, упадет почти на 75% в период до 2035 года. Доля ОПЕК на рынке нефти будет снижаться до 2020 года, затем картель начнет потихоньку отвоевывать свои позиции.

По пессимистичным оценкам, к 2017 году добыча нефти в России может сократиться на 25–70 млн тонн (это примерно от 5 до 14% нынешнего объема в 523,276 млн тонн), но, по оценкам оптимистичным, падение не превысит уровня 45–50 млн тонн.

Эксперты считают, что быстрее потребления других ископаемых видов топлива в ближайшее время будет расти потребление природного газа. Спрос на него станет все более увеличиваться и будет расти в среднем на 1,9% в год, а торговля СПГ

group does on a permanent basis. The results of their work will be presented to our readers in the next Coiled Tubing Times issues.

Let us now go back to the question in the title. Oil or not oil?

If we choose oil, it won't be the oil which is easy and cheap to recover because today most of the long-existing giant oil fields demonstrate declining production. The only solution is transfer to the innovation-driven model of oil and gas industry growth and the usage of national technologies which make it possible to increase the life of long-existing giant oil fields for a number of decades. Russian scientists have created chemical agents allowing us to recover up to 6–10% of residual oil instead of 1.5% at the old gas fields of Western Siberia, which amounts to another five trillion cubic metres of gas.

Sergey Donskoy, the Minister of Natural Resources

and Ecology also considers the development of tight oil fields, in particular, the fields in Western Siberia with their Bazhenov formation deposits, to be the driver for the major national innovation projects. “Eventually, such fields will comprise the significant proportion of the prospective hydrocarbon production in Russia. Life itself will make companies turn to these resources,” the minister assures us, “because tight oil represents the majority of our reserves.”

The said deposits put Russian reserves of unconventional hydrocarbons first in the International Energy Agency rating and, according to the IEA, contain about 10 billion tons of oil. Russian experts consider this figure understated and claim it to be from 20 to 40 billion tons.

The Russian Federal Agency on Subsoil Use (Rosnedra) is now preparing the transition to the active development of hard-to-recover oil deposits. For example, it has been planned to create a number of testing sites for mastering the technologies of tight hydrocarbons recovery on the basis of the state and companies cooperation in the form of public and private partnerships.

The global oil market will change beyond recognition in the decade to come. Growth in oil demand will be the lowest among all types of fuel amounting to only 0.8% per year. The entire net growth will be accounted for by the countries outside the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), including China, India and the Middle East. Development of tight oil fields will allow the USA to regain from Saudi Arabia the leading position in the production of liquid fuel. By 2035, oil

По пессимистичным оценкам, к 2017 году добыча нефти в России может сократиться на 25–70 млн тонн (это примерно от 5 до 14% нынешнего объема в 523,276 млн тонн), но, по оценкам оптимистичным, падение не превысит уровня 45–50 млн тонн.

According to the downside scenario, by 2017, oil production in Russia may decrease by 25–70 mln tons (which is about 5 to 14% of the current volume of 523.276 mln tons), while the upside scenario forecasts this reduction not to exceed 45–50 mln tons.

– на 3,9% в год, что даст 26% прироста мировых поставок газа до 2035 года. Поставки сланцевого газа обеспечат 47% прироста спроса на газ и составят, согласно прогнозу, 21% мировой добычи и 68% добычи газа в США к 2035 году.

В 2011 году, в период апогея нефтяных цен, основатель проекта «Время колтюбинга» Л.М. Груздилович, открывая последнюю в своей жизни конференцию «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», сказал: «На протяжении последнего года терял остроту вопрос: «Что будет, когда закончатся нефть и газ?» Стало очевидно, что новейшие технологии добычи газа из нетрадиционных источников, запасы которых на планете огромны, позволяют с оптимизмом смотреть в будущее: ведь с учетом сланцевого газа, метана угольных пластов, битуминозных песчаников и других нетрадиционных источников ресурсы энергетического сырья как минимум удваиваются, а сроки «конца углеводородов» значительно отодвигаются. При этом понятно, что промышленная разработка нетрадиционных источников для России абсолютно неактуальна, однако актуален мониторинг процессов, происходящих в мировой энергетике». («ВК» № 38. С. 10)

Эти слова звучат современно и сейчас. Будут сланцевые газ и нефть, но их разработка для России еще очень долго останется неактуальной, поскольку традиционная нефть и природный газ стоят значительно дешевле. Мы не можем согласиться с мнением, что Россия проглядела сланцевую революцию. Просто с точки зрения

import in the USA is expected to decrease by almost 75%. The share of OPEC in the oil market will reduce by 2020, with the cartel starting to recapture its positions afterwards.

According to the downside scenario, by 2017, oil production in Russia may decrease by 25–70 mln tons (which is about 5 to 14% of the current volume of 523.276 mln tons), while the upside scenario forecasts this reduction not to exceed 45–50 mln tons.

Experts say that natural gas consumption will demonstrate the fastest growth as compared to other fossil fuels. Its demand will keep increasing by the average of 1.9% per year, the sale volume of LNG – by 3.9% per year, resulting in 26% of global gas supply increase by 2035. The supplies of shale gas will account for 47% of the growth in gas demand and, by 2035, will amount to 21% of the global gas production and 68% of gas production in the USA.

In 2011, with the oil price at its peak, L.M. Hruzdi-lovich, the author of the Coiled Tubing Times project, while opening his last Conference on Coiled Tubing and Well Intervention, said, “Over the last year the question “What will happen when we run out of oil and gas?” has been rapidly losing its relevance. It became evident that state-of-the-art technologies of extracting gas from alternative sources give us every reason to look with optimism into the future: indeed, if we take into account the shale gas, coal bed methane, bituminous sands and other unconventional sources the amount of available energy resources will at least double while the dusk of “the hydrocarbon era” will be shifted to a much later date. It is clear though that for Russia the industrial development of unconventional

Разработана революционная технология плазменно-импульсного воздействия на пласт, гораздо более экологичная, чем многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах.

Have developed a breakthrough technology of plasma impulse excitation which is more environment-oriented than multistage hydraulic fracturing in horizontal wells.

экономики здесь такая революция не актуальна. Другое дело, если смотреть с точки зрения геополитики и мировой торговли. Но что касается технологий, тут Россия на очень даже передовых позициях. Здесь разработана революционная технология плазменно-импульсного воздействия на пласт, гораздо более экологичная, чем многостадийный ГРП в горизонтальных

energy sources is absolutely irrelevant. At the same time, monitoring the processes taking place in the world power engineering industry is of critical importance”. (CTT No 38, p. 10)

Today these words still carry the same message. Development of shale gas and oil will remain irrelevant for Russia for a long time, as conventional oil and natural gas are much cheaper. We can't agree that

скважинах – инновационная технология, широко применяемая для добычи сланцевых углеводородов в мире.

«Помимо сланцевого, есть еще газ плотных коллекторов, газ больших глубин, газогидраты, газ, растворенный в пластовых водах, метан угольных формаций. Великое разнообразие! Есть битумы, баженовская свита, матричная нефть, сланцевая нефть. Разработка новых технологий освоения ресурсов этих углеводородов – не только процесс познания, но и реальное пополнение копилки нефтегазовой кладовой страны», – мы процитировали академика РАН, директора Института проблем нефти и газа РАН А.Н. Дмитриевского («ВК» № 49. С. 28). О технологиях добычи некоторых из этих нетрадиционных источников наш журнал уже информировал читателей. На страницах «Времени колтюбинга» публиковались материалы, посвященные добыче сланцевого газа, метана угольных пластов, разработке битумных нефтей.

Весьма перспективными альтернативными источниками энергии считаются газогидраты. Они представляют собой молекулы метана, «вправленные» в водяную или ледяную кристаллическую решетку. В среднем в одном кубометре гидрата содержится столько метана, что в газообразном состоянии он занимал бы объем от 100 до 160 кубометров. Залежи газогидратов располагаются в придонных шельфовых отложениях на глубине примерно 450–500 м. Наиболее богаты газогидратами северные моря – Баренцево и Охотское. Там количество метана в газогидратных залежах оценивается в 1000–1200 трлн м³. Но не обидела природа и Черное море: по оценке экспедиций Министерства геологии и Академии наук СССР, проходивших в 1988–1989 годах, на его дне скопилось до

Russia has missed the shale revolution. It is just that, in terms of economics, such revolution is irrelevant here. However, geopolitics and world trade require a different approach, and we are happy to state that Russia is on the frontline. Russian scientists have developed a breakthrough technology of plasma impulse excitation which is more environment-oriented than multistage hydraulic fracturing in horizontal wells – an innovation technology applied globally for producing shale hydrocarbons.

“In addition to shale gas there is also tight gas, deep gas, hydrated gas, formation water gas and coalbed methane. A striking variety! There are bitumen, Bazhenov formation, matrix oil and shale oil. Creation of advanced technologies for the development of such resources combines knowledge acquisition and replenishment of the country’s oil and gas bank.” We quote A.N. Dmitriyevsky, a member of the Russian Academy of Sciences, the Director of RAS oil and Gas Institute (CTT No 49, p. 28). Our journal has already informed its readers of some production technologies used for these unconventional sources. Coiled Tubing Times had a range of materials on the production of shale gas, coalbed methane and bitumen oil published on its pages.

Another alternative source of energy with high potential is gas hydrates. These are methane molecules ‘encrusted’ in water or ice crystal lattice. At the average, one cubic meter of hydrate contains such quantity of frozen methane which in gaseous state would occupy a volume from 100 to 160 cubic meters. Gas hydrated deposits are placed in the near-bottom sediments at a depth of 450–500 meters. The most prolific in this sense are the Barents Sea and the Sea of Okhotsk. The quantity of methane in the gas hydrates deposited there is estimated at 1000–1200 trillion cubic meters. But the Black Sea is endowed with these resources too: the expeditions of Ministry of Geology and Academy

Уже известно 220 газогидратных месторождений, прогнозные запасы которых в энергетическом эквиваленте более чем вдвое превышают все разведанные на планете запасы угля, нефти и газа, вместе взятые.

There are 220 such deposits known in the world, with their expected reserves in energy equivalent being more than twice as large as all explored reserves of coal, oil and gas put together.

100 трлн м³ газа. Причем перед северными собратьями Черное море имеет неоченимое преимущество – оно теплое, а значит, и добывать газ здесь гораздо легче.

Этот практически неисчерпаемый ресурс был обнаружен относительно недавно – во второй половине прошлого века. В мире уже известно 220 газогидратных месторождений, прогнозные запасы которых в энергетическом эквиваленте более чем вдвое превышают все разведанные на планете запасы угля, нефти и газа, вместе взятые. Если прогнозные запасы газа на планете составляют от 300 до 600 трлн м³ при доказанных

of Sciences of the USSR organized in 1988–1989 estimated gas accumulated on its bottom at 100 trillion cubic meters. Meanwhile the Black Sea compared with its Northern mate has a very important advantage – it’s warm, which means that production of gas is much easier there.

These resources are practically inexhaustible; they were discovered not long ago, in the second half of the previous century. There are 220 such deposits known in the world, with their expected reserves in energy equivalent being more than twice as large as all explored reserves of coal, oil and gas put together. While the expected global reserves of gas

147 трлн, то прогнозные запасы газогидрата – от 2800 до 25 000 трлн м³. На газогидратах человечество может безбедно существовать еще сотни лет.

О газогидратах рассказывала статья профессора Ю.А. Балакирова «Газ метан из ледяного домика. Колтюбинг готов добывать газ из газогидратного пласта» («ВК» № 39. С. 58–61), в ней не только давалась подробная характеристика этого источника углеводородов, но и была приведена принципиальная схема добычи метана со дна моря с помощью колтюбинговой установки.

Нефть или не нефть? Не нефть, но углеводороды, о них мы вели речь. Но если забуриться в будущее поглубже, то, возможно, нам встретится такой временной пласт, где энергетика перейдет на новые технологии и нефть просто не будет

are estimated at 300 to 600 trillion cubic meters, with proved reserves amounting to 147 trillion cubic meters, the expected reserves of gas hydrates are from 2,800 to 25,000 trillion cubic meters. This amount is enough for the humankind to live in comfort for hundreds of years.

Gas hydrates were described in the article Gas Methane from Ice House. Coiled Tubing is Ready to Extract Gas From Gas Hydrated Deposits (CTT No 39, p. 58–61) by Professor Yu. A. Balakirov who gave an exhaustive profile of this source of hydrocarbons and provided the concept scheme of methane gas extraction from the bottom of the sea with the help of coiled tubing unit.

Oil or not oil? It is not oil, it is rather the hydrocarbons we mentioned. But if we hole deep in future, we may come across a time formation where

В России разработан метод, позволяющий получать дешевый водород.

A new method of hydrogen production has been developed in Russia.

никому нужна. Существует экспертное мнение, что на альтернативную энергетику человечество перейдет раньше, чем кончатся углеводороды, и уже лет через двадцать основными источниками энергии станут водород и мирный атом.

Доли основных видов ископаемого топлива – нефти, природного газа и угля – уже к 2035 году составят примерно по 27% мирового энергобаланса. Оставшиеся 19% обеспечат атомная и гидроэнергия, а также возобновляемые источники. Наиболее же перспективной альтернативой на сегодня считается водородный двигатель.

Между тем в России разработан метод, позволяющий получать дешевый водород. В настоящее время патентуется отечественная технология производства водорода под землей, где и производство дешевле, и хранить продукт становится возможно.

Философы утверждают, что мир познаваем в бесконечности. В полном соответствии с этой истиной новые знания рожают новые технологии, инновационные материалы и принципы работы оборудования. Академик А.Н. Дмитриевский не верит в энергетический конец света: «Я окончил институт в 1961-м, – говорит он. – И тогда говорили, что запасы нефти исчерпаются в 1980 году. Ну кто мог тогда подумать, что появится сланцевая нефть?! А кому в голову могло прийти, что мы сможем так глубоко уйти под землю?! В 2008 году на нефтяном конгрессе обсуждали вопрос: возможна ли нефтедобыча с глубин 7–8 км? Из семи докладчиков лишь я один был оптимистом. А спустя год в Мексиканском заливе начали качать нефть с глубины 11,2 км – 700 м по воде и 10,5 км по суше. Так что на наш век нефти хватит, а там и новые источники должны подоспеть».

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга»

power industry will be using new technologies, oil remaining unwanted. Some experts expect the humankind to switch to alternative energy forms before it runs out of hydrocarbons; they claim hydrogen and peaceful atom to become major sources of energy in as little as twenty years.

By 2035, the basic fossil fuels, including oil, natural gas and coal, will have a share of 27% each in the global energy balance. Nuclear energy, hydro energy and renewable energy sources will account for the remaining 19%. Currently, the hydrogen engine looks the most promising alternative.

Meanwhile, a new method of hydrogen production has been developed in Russia. At the moment, the Russian technology of underground hydrogen production undergoes licensing process, upon which it is going to ensure cheaper production and an opportunity of underground storage.

Philosophers say about the infinity of the cognizable world. This universal truth means that new knowledge engender new technologies, advanced materials and equipment operation concepts. Academic Dmitriyevsky does not believe in the end of the energy world, “I graduated from the institute in 1961,” he says. “At that time we expected the oil reserves to be depleted by 1980. Who could have thought then about shale oil?! How could it have come to our minds that we would go that deep underground? When in 2008 we discussed at the petroleum congress whether it was possible to produce oil at a depth of 7 or 8 km, I was the only one in the group of seven speakers whose estimates were optimistic. A year later, oil production was launched in the Gulf of Mexico with oil being pumped from 11.2 km deep, including 700 metres of water stretch and 10.5 km underground. As you see, we have enough oil to live on, with new sources on their way.”

Analytical group of Coiled Tubing Times

НА ПОРОГЕ ЗОНЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ON THE VERGE OF UNCERTAINTY

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает А.С. Каширский, руководитель направления исследований компании RPI.

Interview with A.S. Kashirskiy, Head of Research at RPI.

Время колтюбинга: Алексей Сергеевич, на 15-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», одним из организаторов которой стал наш журнал, Вы выступили с докладом «Российский рынок колтюбинга в контексте российского и мирового нефтесервисного рынка. Текущее состояние и перспективы развития». Компания RPI также выступает организатором ежегодной конференции, посвященной нефтегазовому сервису. Какова направленность этого мероприятия?

Алексей Каширский: Я являюсь руководителем направления «Исследования и консалтинг» компании RPI. На протяжении вот уже пятнадцати лет мы в один и тот же период года – в середине октября – проводим конференцию «Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли России», которая традиционно состоит из двух частей, вытекающих из самого названия: первая посвящена оборудованию, а вторая – непосредственно нефтесервису. Конференция, как правило, освещает основные потребности рынка как в оборудовании, так и в технологиях, влиянии на него макроэкономических факторов, а с недавних пор еще и секторальных санкций, а также снижения цен на нефть.

ВК: На какие сегменты нефтесервисного рынка направляет свой основной фокус Ваша конференция?

А.К.: Основной сегмент, на который мы обращали наибольшее внимание на последней конференции, – это бурение, которое является главным методом поддержания и увеличения добычи как на старых, так и на новых месторождениях. Также всесторонне освещаются вопросы повышения нефтеотдачи пластов, включая весь спектр сервисов – начиная с ГРП и заканчивая воздействием на призабойную зону



А.С. Каширский выступает с докладом на 15-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

A.S. Kashirskiy makes a presentation at the 15th Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention International Conference

Coiled Tubing Times: Mr. Kashirskiy, at the 15th Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention International Conference – our journal being one of the organizers of the conference – you made a presentation ‘Russian coiled tubing market in the context of Russian and international oilfield service markets. Current status and development prospects’. RPI is also an organizer of the annual conference on oilfield services. What is the main topic of this conference?

Большой объем работ будет приходиться на горизонтальное бурение, которое производится вкуже с многостадийным ГРП.

Large volumes of work will be accounted for by horizontal drilling, which is done in combination with multi-stage fracturing.

пласта соляно-кислотными обработками. Не остается без внимания и разработка шельфовых месторождений.

ВК: Какие важнейшие современные тренды Вы бы выделили?

А.К.: В настоящее время мы подошли к такому рубежу, что большой объем работ будет

Наиболее подвержены влиянию секторальных санкций будут сегменты, которые отвечают за высокотехнологичное бурение, за высокотехнологичный ГРП и, возможно, за высокотехнологичное цементирование на больших глубинах.

Segments most prone to sectoral sanctions are those that deal with high-tech drilling, high-tech hydraulic fracturing and, probably, high-tech cementing operations in deep wells.

приходиться на горизонтальное бурение, которое производится вкуче с многостадийным ГРП. Оба эти метода отработаны и хорошо себя зарекомендовали. В период с 2010 года объемы горизонтального бурения выросли на 60% и теперь составляют около 4 млн метров проходки. Растет и количество проводимых многостадийных ГРП. В поле зрения нашей компании также отслеживание того, как отражаются секторальные санкции на наиболее высокотехнологичных сегментах отрасли. У нас уже сформировалось собственное мнение на этот счет.

ВК: На чем оно основана и в чем его суть?

А.К.: Наше мнение основано на оценках экспертов, которые работают непосредственно в отрасли. Эксперты считают, что наиболее подвержены влиянию секторальных санкций будут сегменты, которые отвечают за высокотехнологичное бурение, за высокотехнологичный ГРП и, возможно, за высокотехнологичное цементирование на больших глубинах.

ВК: Русский вопрос: что делать? Как противостоять этому влиянию?

А.К.: Эксперты полагают, что до 2017 года значительных изменений не произойдет, потому что заключены контракты, имеются обязательства, есть оборудование, существует возможность обеспечивать его запчастями и осуществлять его сервисное обслуживание. Зона ►

Alexei Kashirskiy: I am the Head of Research and Consulting at the company. Over the recent 15 years in the middle of October we organize a conference 'Services and Equipment for Oil and Gas Sector of Russia'. This conference traditionally consists of two parts stemming from the very name of the conference: first part is dedicated to equipment, and the second one – to oilfield services. The conference usually covers

the main market needs in equipment and technologies, influence of macroeconomic factors, sectoral sanctions (since recently) and reduction in oil prices on the market.

CTT: What segments of oilfield services market does the conference focus on?

А.К.: Drilling was the main market segment at focus during the recent conference, since drilling is the main method of sustaining and increasing oil production at both mature and young oilfields. There is also a comprehensive coverage of EOR technologies and services – from hydraulic fracturing to hydrochloric acid treatment of bottomhole formation

Зона неопределенности возникает после 2017 года. Мы видим несколько вариантов развития событий. Один из них – то, что у нас в принципе хорошо работает импортозамещение.

Uncertainty starts after 2017. We see several scenarios. One of them – we will have a good import substitution program.

area. Development of offshore fields is another important topic of the conference.

CTT: What important modern trends would you highlight?

А.К.: We have approached a moment when large volumes of work will be accounted for by horizontal drilling, which is done in combination with multi-stage fracturing. Both these methods are well practiced and have a good track record. Since 2010 the scope of horizontal drilling has increased by 60% and is currently at the level of 4 million meters drilled. The number of multi-stage hydraulic fracturing operations is also increasing. Our company also monitors sectoral sanctions' influence on high-tech segments of the sector. We already have our own opinion on this.

CTT: What is your opinion and what is it based on?

А.К.: Our opinion is based on assessments of experts who work in the sector. Experts believe that ►

неопределенности возникает после 2017 года. Мы видим несколько вариантов развития событий. Один из них – то, что у нас в принципе хорошо работает импортозамещение, хотя, конечно, оно не сможет закрыть абсолютно всё.

ВК: Можете ли Вы привести конкретные положительные примеры импортозамещающих производств?

А.К.: Например, очень успешно работает белорусская компания – Группа ФИД, которая производит колтюбинговые установки, оборудование для ГРП и другую высокотехнологичную технику. Этой компанией был также разработан комплекс оборудования, предназначенный для колтюбингового бурения. Оборудование устанавливается на шасси МЗКТ, достаточно надежное. Что касается оборудования для бурения скважин, то в России имеются возможности по строительству современных буровых установок, в том числе с верхними приводами. Такие установки позволяют проводить наклонно-направленное и горизонтальное бурение. Потребность в буровых установках прогнозируется большая. При этом встанет вопрос о мощностях, решение которого потребует достаточно больших инвестиций.

ВК: Реально ли решить до 2017 года основные проблемы импортозамещения и наращивания мощностей?

А.К.: Это достаточно короткий отрезок времени – всего два года. Нужно следить за ситуацией, за тем, как она будет развиваться. По нашему мнению, санкции не должны продержаться такой период. Крупные сервисные компании сейчас сокращают штат, но они не уходят с рынка, а совершают маневр. Если бы они получили и обработали другие сигналы, то ушли бы с рынка. Но на настоящий момент никто не уходит.

ВК: Значит, российский рынок для них не перестает быть привлекательным. А как он выглядит на фоне нефтесервисных рынков других регионов мира?

А.К.: Чем хорош российский рынок? В том числе и тем, что он очень похож на американский, потому что здесь, как и там, огромный фонд скважин. И существующих скважин (их насчитывается 139 тысяч), и скважин, которые бурятся. С каждым годом этот огромный объем прирастает. Если оценивать рынок суммарно в денежном эквиваленте, то он составляет более \$20 млрд. Это весьма ощутимый сегмент

Успешно работает белорусская компания – Группа ФИД, которая производит колтюбинговые установки, оборудование для ГРП и другую высокотехнологичную технику.

Belarusian company – FID Group – is very successful; it manufactures coiled tubing units, hydraulic fracturing equipment and other high-tech machinery.

the segments most prone to sectoral sanctions are those that deal with high-tech drilling, high-tech hydraulic fracturing and, probably, high-tech cementing operations in deep wells.

CTT: Traditional question: what is to be done? How to offset such influence?

А.К.: Experts think that there will be no considerable changes till 2017, since contracts are signed, there are obligations of the parties, there is equipment, there is possibility to supply parts and maintain the equipment. Uncertainty starts after 2017. We see several scenarios. One of them – we will have a good import substitution program; however, it will not be able to cover all the needs.

CTT: Could you give us successful examples of import substituting enterprises?

А.К.: For example, Belarusian company – FID Group – is very successful; it manufactures coiled tubing units, hydraulic fracturing equipment and other high-tech machinery. This company also developed equipment complex for coiled tubing drilling. The equipment is installed on MZKT chassis, which is quite reliable. As far as well drilling equipment is concerned, Russia has capacity to build modern drilling rigs, including rigs with top drives. Such drilling rigs allow for directional and horizontal drilling. It is predicted that the need in drilling rigs will be high. At the same time the question of capacities will come up, and considerable investments will be required to find a solution.

CTT: Is it realistic to resolve all the import substitution and capacity building issues before 2017?

А.К.: We have quite a short period of time – only two years. We need to follow the situation, to see how it is going to develop. We believe that sanctions should not last for the entire time period. Large oilfield service companies reduce their staff but they do not leave the market, they make a maneuver. If they had other signals, they would have left the market. But currently nobody leaves the market.

CTT: It means that the Russian market continues to be attractive for them. And how does it look like compared to oilfield services

экономики и лакомый пирог для западных компаний. Таких рынков в мире немного. Сравнить можно разве что с Саудовской Аравией или с Кувейтом. А например, в Казахстане рынок на порядок меньше, хотя он и самый крупный в СНГ после России. Казахстанский рынок оценивается всего в \$4 млрд. Единственный нефтесервисный рынок, который превосходит российский, это рынок США.

ВК: В чем конкретно его превосходство?

А.К.: В первую очередь в том, что там другой уровень применения технологий. Те технологии, которые у нас пока находятся на промышленной стадии внедрения, за океаном уже внедрены и отработаны. Поэтому международные сервисные компании, являющиеся носителями таких технологий, с российского рынка уходить не будут. Ведь они закрывают самые высокотехнологичные сегменты, наиболее сложные. А российские сервисные компании тоже проявляют гибкость: они стараются эти технологии копировать и внедрять. Но все равно остается разрыв в классе между зарубежными и отечественными игроками. Так что, на наш взгляд, если к 2017 году не произойдет восстановление отношений между Россией и Западом и снятие санкций, то сервисные компании, в том числе международные, просто перестроятся на новые формы работы. Уже сейчас они предпринимают некоторые шаги в этом направлении, в частности, создаются совместные производства, формально российские. У «Шлюмберже», например, в Перми работает предприятие по производству насосов.

ВК: Из каких источников наши читатели могли бы получить подробную информацию о российском нефтесервисном рынке?

А.К.: Я могу порекомендовать аналитический отчет RPI, который называется «Российский рынок нефтепромышленного сервиса в контексте текущих вызовов сложившейся геополитической ситуации». Этот отчет охватывает практически весь спектр сервисных услуг, начиная с бурения и заканчивая сейсморазведочными работами. Он содержит анализ рынка бурения, добычи и фондов скважин, описание основных проектов нефтяных компаний по бурению и добыче, оценку наиболее важных сегментов нефтесервисного рынка в натуральном и денежном выражении, а также прогноз развития нефтесервисного рынка и его отдельных сегментов на период 2014–2023 годов. Надеюсь, что этот отчет будет интересен читательской аудитории журнала.

Беседовал Александр Пирожков, «Время колтюбинга»

markets of other regions of the world?

A.K.: What is good about the Russian market? It is similar to the US market; in Russia and in the US there is a large stock of wells. Both existing wells (139 thousand) and wells under drilling. Every year the number of wells is increasing. If one estimates the Russian market in monetary terms, it is worth more than USD 20 billion. This is a considerable segment of the economy and a desirable piece of cake for foreign companies. There are few such markets in the world. It is comparable with Saudi Arabia or Kuwait. Market of Kazakhstan is much smaller; however, it is the second largest market in CIS after Russia. The Kazakh market is estimated at only USD 4 billion. The only oilfield services market that outranks the Russian one is the market of the United States.

CTT: What are its superiorities?

A.K.: First of all they have a different level of technology application. Technologies that just start being commercialized and introduced in Russia, have already been used for quite a long period of time in the US. That is why international service companies that possess such technologies will not leave the Russian market. Because they provide services in the most high-tech and most complicated market segments. Russian service companies strive to be as much flexible as possible: they try to copy such technologies and implement them in practice. But still there is a gap between the Russian and foreign market players. So, we believe that if the relations between Russia and the West do not improve by 2017 and sanctions are not lifted, service companies, including international ones, will just change the form of their operation. They already take certain steps in this direction; in particular, they establish joint ventures that are formally Russian companies. For example, Schlumberger has a pump manufacturing enterprise in Perm.

CTT: What sources can our readers use to obtain detailed information about the Russian oilfield services market?

A.K.: I can recommend RPI's analytical report 'Russian Oilfield Services Market in the Context of Current Challenges Caused by the Existing Geopolitical Situation'. This report covers almost full range of services – from drilling to seismic exploration. It contains the analysis of drilling and production markets and well stocks; description of the main drilling and production projects of oil companies; evaluation of the main oilfield services market segments (in monetary and physical terms); contains a forecast of oilfield services market and its segments development for the period of 2014–2023. I hope that this report will be interesting for the journal's audience.

Interview by Alexander Pirozhkov, Coiled Tubing Times

Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона

An Integrated Approach and the Experience of Acidizing in the Challenging Environment of Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Region

Рифат КАЮМОВ, Андрей КОНЧЕНКО, Артем КЛЮБИН, Олеся ЛЕВАНЮК, Константин БУРДИН, «Шлюмберге»; Андрей ЧИКИН, Евгений НИКУЛЬШИН, «Роснефть»

Rifat KAYUMOV, Andrey KONCHENKO, Artem KLYUBIN, Olesya LEVANYUK, Konstantin BURDIN, Schlumberger; Andrey CHIKIN, Evgeniy NIKULSHIN, Rosneft

Волго-Уральский бассейн – это один из крупнейших нефтедобывающих регионов в России. Оренбургская область является неотъемлемой частью Волго-Уральского бассейна и характеризуется большинством проблем, существующих в других частях бассейна. Более половины скважин дают нефть исключительно из карбонатных пластов и периодически нуждаются в проведении кислотной обработки для поддержания уровня добычи. Проведение кислотной обработки карбонатных коллекторов обычно основано на закачке соляной кислоты в пласт с использованием специальных отклоняющих агентов для увеличения зоны покрытия. Некоторые характерные свойства пласта в Волго-Уральском бассейне создают дополнительные сложности для успешного проведения кислотной обработки. Они включают в себя, но не ограничиваются следующими: значительным снижением пластового давления, высокой обводненностью, неоднородностями с пропластками высокой и низкой проницаемости, низкой температурой пласта, нефтью с тенденцией к образованию эмульсии и осадкообразованию, огромными зонами каверн от предыдущих кислотных обработок. Во многих случаях неопределенности в свойствах пород усложняют задачу.

На протяжении последних шести лет практика проведения кислотной обработки карбонатных коллекторов постоянно совершенствовалась в Оренбургской области. Все начиналось с применения разлагаемых шариков и полимерной самоотклоняющейся кислоты для увеличения зоны покрытия. Позже была представлена вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота для устранения сохраняющегося повреждения, связанного с полимером. В то же время использовался вязкоупругий селективный отклонитель для минимизации риска увеличения обводненности после обработки. Наконец применили систему отклонения пеной с использованием и без использования гибких НКТ малого диаметра с учетом истощения пластового давления. Много уроков было извлечено за этот период с рекомендациями по использованию более совершенных технологий в разных пластовых и скважинных условиях.

Большинство месторождений в Оренбургской области достаточно давно находятся в разработке, и это означает, что качество скважин-кандидатов ухудшается из года в год. Но с постоянным усовершенствованием практики стимуляции и жестким контролем качества нам удастся поддерживать добычу на экономическом уровне и даже увеличить объемы работ по сравнению с предыдущими годами. Эта статья описывает опыт, накопленный за шесть лет кислотных обработок в Оренбургской области с учетом извлеченных уроков и передовых практик.

The Volga-Ural basin is one of the largest oil-producing regions in Russia. Orenburg region is an essential part of Volga-Ural basin and represents most of the challenges existing in other parts of the basin. More than a half of the wells produce exclusively from carbonate formations and require periodic acidizing treatments to maintain economical production. Carbonate stimulation treatments are usually based on pumping of hydrochloric acid into formation using special diverters to maximize zone coverage by acid treatment. Some of the formation properties in the Volga-Ural basin create additional challenges for successful acidizing treatment. These challenges include but are not limited to significant reservoir pressure depletion, high water cut, formation heterogeneity with high and low permeable streaks, low reservoir temperature, crude oil tending to form emulsion and sludge, enormous thief zones created by previous acidizing treatments. Uncertainties in formation properties in many cases make the task even more complex.

Carbonate stimulation practices were continuously improving during the last six years in Orenburg region.

It started with implementation of degradable balls and polymer self-diverting acid to improve zone coverage. Later, viscoelastic self-diverting acid was introduced to eliminate retained damage associated with polymer. At the same time, viscoelastic selective diverter was used to minimize risk of water cut increase after the treatment. Finally, foam diversion with and without small-diameter coiled tubing (CT) placement was implemented to account for reservoir pressure depletion. Many lessons were learned during this period with recommendations for better technologies utilization at different reservoir and wellbore conditions.

The majority of the fields in Orenburg region are old, and this implies that quality of well candidates became worse from year to year. However, with continuous improving stimulation practices and rigorous quality control, we manage to maintain stimulation at economic level and even increase work scope compared with previous years. This paper will describe experience gained during six years of acidizing treatments in Orenburg region with lessons learned and best practices.

ВВЕДЕНИЕ

Некоторые из свойств пласта в Оренбургской области создают дополнительные трудности для успешного проведения кислотной обработки. Эти проблемы описаны ниже.

- Истощение пластового давления. Большинство карбонатных пластов находятся в разработке на протяжении многих десятилетий, и закачка воды была введена для поддержания пластового давления. Это позволяет оградить среднее пластовое давление от резкого истощения, но не может полностью остановить этот процесс. Среднее текущее пластовое давление составляет от 60 до 75% от первоначального давления для большинства карбонатных пластов.
- Высокая обводненность продукции. Кроме глубоких девонских пластов (Д5-Д6), средняя обводненность значительно выше 50%. Источник этой воды может быть различным (от нагнетательных скважин, повышения водонефтяного контакта, межпластового перетока за обсадной колонной, природных трещин, неудачной стимуляции с ГРП до соседних водоносных слоев и т.д.).
- Низкая температура пласта. У подавляющего большинства карбонатных пластов в Оренбургской области стабильная температура пласта (СТЗС) от 30 до 60 °С. Только у девонских пластов СТЗС выше 60 °С, но количество скважин, добывающих из девонских пластов, значительно меньше, чем из каменноугольных.
- Неоднородность пласта. Карбонатные пласты в Оренбургской области очень слоистые. Количество продуктивных пропластков в одиночном пласте может варьироваться от 3 до 30 и даже больше. Продуктивные пропластки разделены плотными и непроницаемыми прослойками сравнительно одинаковой высоты. Присутствие водонасыщенных зон вблизи целевых интервалов также обозначено.
- Сырая нефть, подверженная образованию эмульсии и шлама. В общем, сырая нефть в Волго-Уральском регионе тяжелая и вязкая. Почти из всех скважин добывают тяжелую нефть с 70% скважин, добывающих углеводород с плотностью API менее 40 градусов. Призабойная вязкость нефти составляет более 3 сП для половины скважин. Хорошо известно, что вязкая тяжелая нефть имеет тенденцию к образованию эмульсии и шлама с кислотами. Рисунок 1 а) и б) представляют плохие и хорошие результаты тестов на совместимость

INTRODUCTION

Some of the formation properties in Orenburg region create additional challenges for successful acidizing treatment. These challenges are described below.

- Reservoir pressure depletion. Most of the carbonate formations have been in development for many decades, and water injection was established for formation pressure maintenance. It allows keeping average reservoir pressure from sharp depletion but cannot completely stop this process. Average current reservoir pressure is from 60 to 75% of the initial value for most of the carbonate formations.
- High water production. The specific of the Volga-Ural region is that oil saturated layers are usually located just near water saturated zones, or have active aquifer. Not surprising that after decades of production most of the formation produces at high water cut. Except deep Devonian formations (D5-D6), average water cut is significantly above 50%. The source of this water may be different (from injector wells, rise of water oil contact, cross flow behind casing, natural fissures, unsuccessful stimulation with breakdown to adjacent water layer, etc.).
- Low reservoir temperature. Vast majority of carbonate formations in Orenburg region have stable reservoir temperature (BHST) from 30° to 60 °C. The only formations with BHST above 60 °C are Devonian, but amount of wells producing from Devonian formations is much lower than from Carboniferous.
- Formation heterogeneity. Carbonate formations in Orenburg region are highly laminated. Amount of productive sublayers in single formation may vary from 3 to 30 and even more. The productive sublayers are separated by tight and impermeable streaks with comparable height. The presence of water saturated zones near target intervals is also noted.
- Crude oil tending to form emulsion and sludge creation. In general, the crude oil in Volga-Ural region is heavy and viscous. Almost all wells are producing black oil with 70% of the wells producing hydrocarbon at API value less than 40 degrees. BH viscosity of the oil is more than 3 cP for half of the wells. It is well known that viscous black oil tends to create emulsions and sludge with acids. Figure 1 a) and b) represents bad and good results of compatibility test between crude and

сырой нефти с 15%-й соляной кислотой для одной из скважин в Оренбургском регионе: левый снимок показывает образование осадка в результате смешивания образца сырой нефти с кислотой. Для достижения хороших результатов совместимости необходимо использовать специальные добавки. Средняя концентрация таких добавок в Оренбургском регионе очень высока и даже выше рекомендованных максимальных значений для каждой добавки. Но такая высокая концентрация добавок была принята для минимизации риска образования повреждения пласта во время кислотной обработки.

- Многократные кислотные обработки. В ходе каждой кислотной обработки растворяется значительное количество породы пласта, таким образом увеличивая площадь контакта с пластом и потенциально создавая зоны поглощения, которые могут поглощать большую часть жидкости интенсификации при последующих обработках. Таким образом, эффективность каждой последующей обработки, как правило, снижается. На рисунке 2 показано количество повторяющихся кислотных обработок в период с 2007 по 2012 год. Очевидно, что количество повторно обработанных скважин постоянно растет со временем, и логично, что эта тенденция будет продолжаться и в будущем.
- Неопределенности в свойствах пласта. Карбонатные пласты редко бывают равномерными, и свойства пласта могут варьироваться от одной скважины к другой даже на одном и том же месторождении. Ранее было отмечено, что Оренбургский регион характеризуется большим количеством небольших месторождений с различными пластовыми свойствами. Проведение испытаний скважин для каждого месторождения не является экономически целесообразным, а иногда и просто невозможно, потому что у многих скважин бывает одновременная добыча из нескольких пластов. Кроме того, измерения профиля притока не проводится на каждой скважине до и после кислотной обработки. Это делает задачу проведения успешной кислотной обработки еще более сложной.

ЭВОЛЮЦИЯ МЕТОДОВ ОТКЛОНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОРЕНБУРГСКОМ РЕГИОНЕ

Равномерная обработка продуктивной части пласта является наиболее важной задачей для любой кислотной обработки в карбонатных коллекторах. Для успешного выполнения этой задачи были разработаны различные технологии отклонения. Многие из этих технологий были опробованы в Оренбургской области, и некоторые из них были успешными и длительное время использовались для стимуляции, но некоторые были отменены после первых испытаний. На рисунках 3 и 4 – краткий обзор достигнутых результатов по каждой конкретной технологии для месторождений в Оренбургской области, где наиболее часто проводилась стимуляция. Рисунок 3 показывает



Рисунок 1 – Плохие (а) и хорошие (б) результаты теста на совместимость
Figure 1 – Bad (a) and good (b) results of compatibility test

15% HCl for one of the wells in Orenburg region: left picture shows sludge creation as a result of mixing crude sample with acid. To achieve good compatibility results, some special additives should be used. Average concentration for such additives in Orenburg region is very high and even higher than recommended maximum values for each additive. But such high concentration of additives was accepted to minimize the risk of formation damaging during acidizing treatment.

- Multiple acidizing treatments. Each acidizing treatment dissolves significant amount of formation rock, thus increasing the contact area with formation and potentially creating thief zones that may consume most of the stimulation fluid during subsequent treatments. Thus, effectiveness of the each subsequent treatment will usually decrease. Figure 2 shows amount of repeated acidizing treatments in period from 2007 to 2012. It is clear that amount of re-treated wells is continuously increasing with time and it is logical that this trend will continue in future.
- Uncertainties in formation properties. Carbonate formations are rarely uniform and formation properties may vary from one well to another even on the same field. Previously was mentioned that Orenburg region is characterized by large amount of small fields with variety of formation properties. Providing of well test operations for each field is not economically feasible and sometimes just impossible because many wells have commingled production from multiple formations. Additionally, production logging is not performed on every well before and after acidizing treatment. This makes the task of performing successful acidizing treatment even more complex.

EVOLUTION OF DIVERSION TECHNIQUES USED IN ORENBURG REGION

Uniform zone coverage is the most important task for any carbonate acidizing treatment. Different diversion technologies have been developed to succeed with this task. Many of these technologies were tried in Orenburg region, some of them succeeded, and continuously used for stimulation treatments, but some were cancelled after initial trials. Figures 3 and 4 provide the summary of the achieved results with each particular technology for the most frequently stimulated fields in Orenburg area. Figure

увеличение продуктивности за счет стимуляции скважин с имеющейся динамикой добычи до кислотной обработки («старые» скважины). Значение увеличения нормализовалось до наибольшего значения для каждого месторождения. Таким образом, значение «1» на графике показывает лучший средний результат, полученный на конкретном месторождении. На рисунке 4 представлена продуктивность после кислотной обработки для скважин без имеющейся динамики добычи до кислотной обработки («новые» скважины), как правило, для вновь пробуренных скважин, скважин с зарезкой новых стволов или с изменением продуктивного интервала. Продуктивность после кислотной обработки также нормализовалась до максимального значения для каждого месторождения. Черными горизонтальными линиями на рис. 3 и 4 показано увеличение среднего нормализованного коэффициента PI или значения PI после кислотной обработки по каждой конкретной технологии. Зелеными точками показано общее количество работ для каждой технологии на конкретном месторождении, красными точками представлено количество неуспешных работ. Причины неуспешности могут быть разными, но наиболее распространенными являются прорыв воды и невозможность освободить скважину от жидкостей обработки из-за низкого пластового давления. Обсуждение результатов, представленных на рис. 3 и 4, будет изложено в следующих разделах этой статьи, включая опыт, полученный от каждой из используемых технологий.

ВЯЗКОУПРУГАЯ САМООТКЛОНЯЮЩАЯ КИСЛОТА (ВУСК)

Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота (ВУСК) – это безполимерная система отклонения. Она состоит из соляной кислоты, смешанной с вязкоупругим поверхностно-активным гелеобразующим агентом. Поверхностно-активное вещество загеливается по мере расходования кислоты. Увеличение вязкости вызывает временную закупорку протравленных

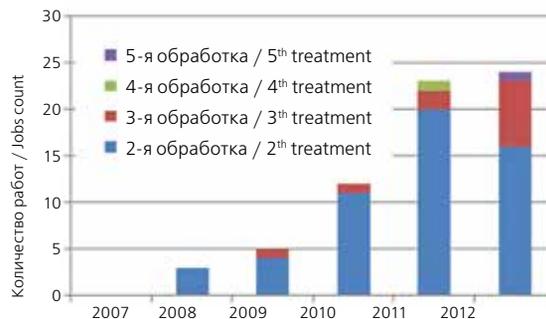


Рисунок 2 – Многократные кислотные обработки

Figure 2 – Repeated acidizing treatments

4 represents PI increase due to stimulation for the wells with existed pre-acidizing production history (“old” wells). Value of PI increase was normalized to the largest value for each field, so the value of 1 on the chart represents the best average result achieved on particular field. Figure 4 represents post-acidizing PI for the wells without existed pre-acidizing production history (“new” wells), usually newly drilled wells, sidetracks or wells with change in producing interval. Post-acidizing PI was also normalized to the maximum value for each field. The black horizontal lines on figures 3 and 4 represent the average normalized PI increase or post-acidizing PI values for each particular technology. Green dots show the total jobs count for each technology on particular field and red dots represents amount of unsuccessful jobs. The reasons of job’s failure can be different, but the most common are water break through and inability to unload the well from treating fluids due to low reservoir pressure. Discussion of the results presented on figures 3 and 4 will be provided in the following sections of this paper with experience gained from each of the used technologies.

VISCOELASTIC SELF-DIVERTING ACID

Viscoelastic self-diverting acid (VSDA) is a polymer-free diverting system. It consists of hydrochloric acid

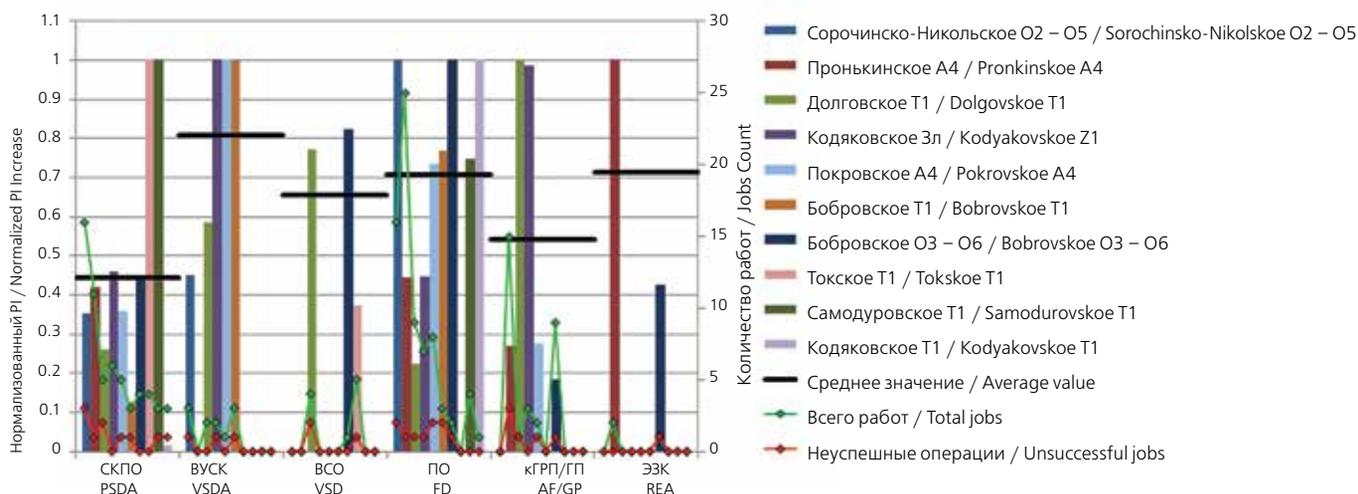


Рисунок 3 – Средние результаты КО в «старых» скважинах для месторождений, где чаще всего проводилась стимуляция

Figure 3 – Average results of acidizing treatments performed on “old” wells for the most frequently stimulated oil fields

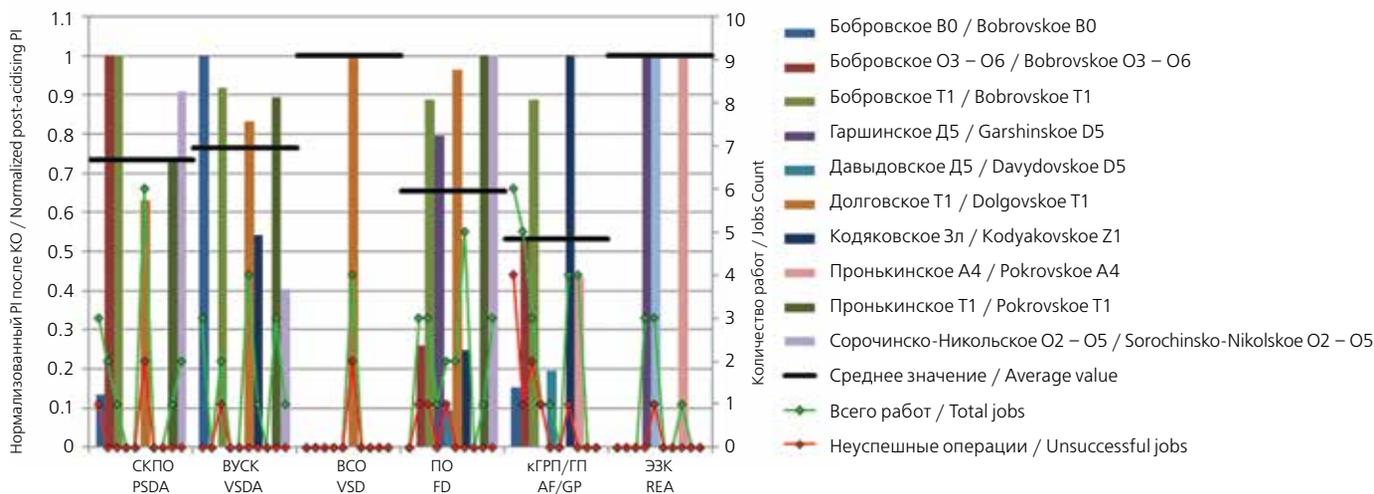


Рисунок 4 – Средние результаты КО в «новых» скважинах для месторождений, где чаще всего проводилась стимуляция

Figure 4 – Average results of acidizing treatments performed on “new” wells for the most frequently stimulated oil fields

каналов, чтобы обеспечить непрерывную кислотную обработку необработанной зоны (Чанг и соавт., 2001, Тэйлор и соавт., 2003).

На рисунке 5 показан типичный профиль вязкости ВУСК как функции расходования соляной кислоты. Вязкость ВУСК начинает увеличиваться, когда соляная кислота расходуется с концентрации 20% до 12% (соответствует расходованию 8%-й соляной кислоты на графике). Жидкость поддерживает высокую вязкость при дальнейшем расходовании кислоты, чтобы можно было достигнуть непрерывного отклонения во время закачки. При возобновлении добычи добываемые углеводороды эффективно разрушают ПАВ и снижают вязкость ВУСК.

Применение ВУСК в Волго-Уральском бассейне было также описано для других частей региона. Ильясов с соавт. (2010) описал применение ВУСК и вязкоупругого селективного отклонителя (ВСО) в 7 газовых и 3 нефтяных скважинах в Саратовской области. Скважины, обработанные ВУСК и ВСО, показали увеличение КП в 5 раз для газовых скважин и 12 для нефтяных скважин. Днистрянский с соавторами (2012) представил данные стимуляции с ВУСК горизонтальной скважины в Оренбургской области. ВУСК была закачена через ГНКТ. Обработка ВУСК привела к 20%-му увеличению дебита.

Всего было выполнено 35 обработок с ВУСК на Оренбургских месторождениях с 2007 по 2013 год, включая 23 новых скважины и 12 обработок на действующем фонде скважин. В большинстве случаев обработка с ВУСК показала лучшие результаты, чем обработка соседних скважин другими вязкими отклонителями (рис. 15 и 16). Несмотря на то, что ВУСК дала лучшие результаты, чем СКПО или другие вязкие отклонители в Оренбургском регионе, она не стала стандартом регионального применения по нескольким причинам. Первое и самое главное – это то, что даже имея лучшие качества отклонения и распространения червоточин, ВУСК тем не менее остается вязким отклонителем, которому необходимо достаточное количество энергии для

mixed with a viscoelastic surfactant gelling agent. The surfactant gels as the acid spends. The increase in viscosity causes temporary plugging of the acid-etched channels to allow continuous acidizing of the unstimulated zone (Chang et al. 2001, Taylor et al. 2003).

Figure 5 shows a typical viscosity profile of VSDA as a function of HCl spent. VSDA starts to develop viscosity when the acid spends from 20% down to 12% (corresponds to 8% of HCl spent on the chart). The fluid maintains a high viscosity with further acid spending so that continuous diversion can be achieved during pumping. When production resumes, the producing hydrocarbon effectively breaks the surfactant and lowers the VSDA viscosity.

The application of VSDA in Volga-Ural region has been also described for other parts of the region. Iliasov et al. (2010) described the application of VSDA and Viscoelastic Selective Diverter (VSD) for 7 gas and 3 oil wells in Saratov region. The wells treated with VSDA and VSD showed PI increase of 5 for gas wells and 12 for oil wells. Dnistryansky et al. (2012) presented data of VSDA stimulation of a horizontal

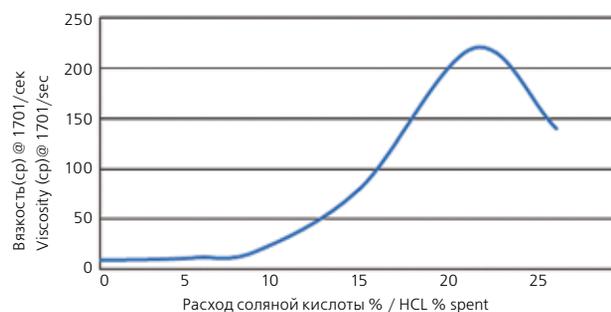


Рисунок 5 – Рост вязкости СКПО в 20%-й соляной кислоте в зависимости от процентного объема расходования соляной кислоты

Figure 5 – VSDA viscosity development in 20% HCl as a function of volume percentage of HCl spent

выноса после обработки, что часто не подходит для истощенных пластов в Оренбургской области. Позже технология применения ВУСК была совмещена с азотированием для образования стабильной вязкой пены для отклонения и улучшенной отработки. Вторая причина заключается в обводненности: являясь кислотным отклонителем, ВУСК не помогает сократить или даже сохранить обводненность на том же уровне, как до проведения обработки. Таким образом, существовала необходимость в другого рода методах сдерживания роста обводненности и эффективной стимуляции истощенных пластов, решенная впоследствии с помощью применения пенного отклонителя.

ВЯЗКОУПРУГИЙ СЕЛЕКТИВНЫЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ (ВСО)

Ранее было отмечено, что скважины с карбонатными коллекторами в Оренбургской области имеют высокую обводненность. При кислотной обработке скважины с высокой обводненностью или с известным водонефтяным контактом (ВНК) необходимо принимать специальные меры предосторожности для минимизации риска увеличения обводненности после обработки. Обычно в таких случаях закачка кислоты «в лоб» без специальных отклонителей приводит к стимуляции водоносной зоны и оставляет нефтеносную зону необработанной в связи со средством кислоты к воде. Исторически сложилось так, что скважины с высокой обводненностью в Оренбургской области не рассматривались в качестве кандидатов для кислотной обработки из-за отсутствия специальных технологий, которые могут отклонить кислоту от водонасыщенных зон. Но ситуация изменилась в 2008 году, когда начали применять вязкоупругий селективный отклонитель (ВСО) в Оренбургской области.

ВСО используется для проведения матричной кислотной обработки для отклонения кислоты от зоны высокой водонасыщенности в зону, богатую углеводородами. Это жидкость на водной основе с вязкоупругим ПАВ и с изначально высокой вязкостью. Во время матричной кислотной обработки она закачивается во все зоны, но ее вязкость резко падает при контакте с нефтью в насыщенных углеводородами пропластках. Из-за доминирующего присутствия соленых пластовых вод вязкость ВСО остается стабильной в водонасыщенных интервалах. Это предотвращает закачку кислоты в водоносные зоны, перенаправляя кислоту из водонасыщенных пропластков в пропластки, насыщенные углеводородами. В результате нефтеносные пласты становятся обработанными, а водонасыщенные пропластки временно блокируются во время обработки. Никаких остаточных повреждений не остается, потому что материал не полимерный. Серия лабораторных тестов с данным селективным отклонителем была описана Чангом и соавт. (1998). Жидкости закачивались параллельно через два керн с разной насыщенностью. До того как селективный отклонитель был закачан, большая часть введенных жидкостей прошла через керн с

well in Orenburg region. VSDA was placed via coil tubing (CT). Treatment with VSDA system resulted to 20% production enhancement.

A total of 35 VSDA treatments have been performed in Orenburg fields from 2007 to 2013 including 23 newly drilled wells and 12 treatments on producing wells. On most of this treatments, VSDA have demonstrated better results than in offsets treated with other viscosified diverters (fig.15 and 16). Although VSDA have shown better results than PSDA or other viscosified diversion techniques for Orenburg region, it has not become a regional standard for a several reasons. The first and the most important is that, even having better diversion qualities and better wormhole propagation, VSDA has still remained a viscous diverter that needs sufficient energy to flowback after the treatment which is often not the case for depleted formations in Orenburg region. Later, VSDA technology has been incorporated with nitrogen energizing to form stable viscous foam for diversion and enhance flowback. Second reason is water cut: being an acidic diverter, VSDA didn't help to reduce or even retain water cut at the same level as prior the treatment. A need for techniques of different kind to retain water cut and effectively stimulate depleted reservoirs was later addressed by implementing of foam diverter.

VISCOELASTIC SELECTIVE DIVERTER

It was previously mentioned that wells producing from carbonate reservoirs in Orenburg region has high water cut. When acidizing a well with high water cut or with existing oil water contact (OWC), special precaution is needed to minimize the risk of water cut increase after the treatment. Typically, in such situations, bullheading the acid without special diverters will result in stimulating the water zone and leaving the oil zone unstimulated due to acids affinity for water. Historically, high water cut wells in Orenburg region was not considered as candidates for acidizing due to lack of special technologies that might divert acid away from water saturated zones. But situation changed in 2008, when viscoelastic selective diverter (VSD) was introduced in Orenburg region.

VSD is used for matrix stimulation applications to divert acid away from a high-water-saturation zone into a hydrocarbon-rich zone. It is a water-based fluid with viscoelastic surfactant and initially has high viscosity. During the matrix acidizing treatment, it is injected into all zones, but its viscosity sharply drops in contact with oil in the hydrocarbon-saturated zones. Due to the dominate presence of formation brine, its viscosity keeps stable in water-saturated intervals. This prevents acid from being injected into water zones, redirecting acid from water-saturated sublayers to hydrocarbon-saturated sublayers. As a result, oil producing formations became stimulated and water-saturated sublayers are temporarily blocked during treatment. No residual damage remains because the material is

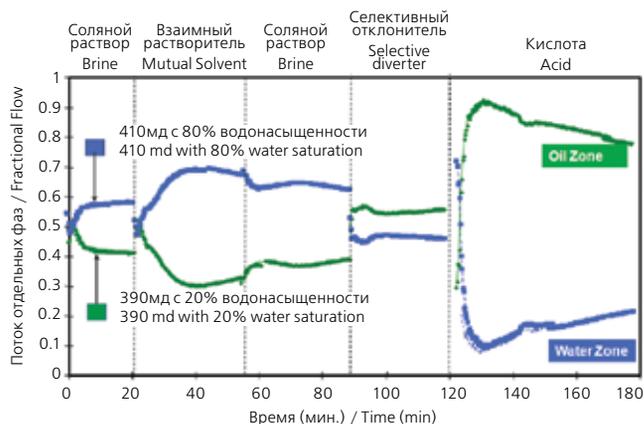


Рисунок 6 – Движение отдельных частиц жидкости на водной основе в керне с разной нефтенасыщенностью

Figure 6 – Fractional flow of aqueous fluid into cores with different oil saturations

более высокой водонасыщенностью вследствие эффекта относительной фазовой проницаемости (рис. 6). После введения отклоняющего агента вязкая пробка была образована в этом керне с высокой водонасыщенностью и разрушилась при протекании через керн с более низкой водонасыщенностью. Как только вязкая пробка была образована в керне с высокой водонасыщенностью, кислота избирательно попала и начала обработку керна с высокой насыщенностью углеводородами.

Применение ВСО в сочетании с другими технологиями отклонения во время обработки стало обычной практикой в Волго-Уральском регионе. В этом случае ВСО закачивается на стадии закачки жидкости для предварительной обработки пласта до попадания жидкостей реагирования в пласт. Это позволяет блокировать потенциальные водонасыщенные зоны от последующей кислотной обработки. После того как ВСО инициирует процесс, продолжается обычная матричная кислотная обработка с переменными стадиями кислотного и химического отклонения. Днистрянский и соавт. (2012) показали примеры использования ВСО на начальной стадии во время матричной кислотной обработки на гигантском Оренбургском нефтяном газоконденсатном месторождении (ОНГКМ). Если предыдущие кислотные обработки на ОНГКМ часто приводили к прорыву воды, то водоприток не наблюдался на скважинах, обработанных ВСО на начальной стадии. Другой пример использования ВСО в Волго-Уральском регионе был опубликован Ильясовым и соавт. (2010). Он сообщил о значительном снижении обводненности после 6 операций с ВСО, на трех из которых ВСО был закачан на начальном этапе с последующим использованием ВУСК в качестве основного отклонителя.

В случае кислотной обработки скважин с очень высокой обводненностью (обычно более 70%) ВСО используется в качестве единственного отклонителя для всей обработки. В этом случае реактивная жидкость закачивается между этапами закачки ВСО. Скважина № 143 Токского нефтяного месторождения (пласт Т1) может служить хорошим

non-polymeric.

A series of laboratory tests with this selective diverter were described by Chang et al. (1998). The fluids were pumped through two cores with different saturations in parallel. Before the selective diverter was pumped, the majority of the injected fluids went through the core with higher water saturation because of the relative permeability effect (fig. 6). Upon injection of the diverting agent, a viscous plug was formed in this high-water-saturation core and degraded while flowing through the lower water-saturation core. Once a viscous plug was formed in the highly water-saturated core, the acid preferentially entered and stimulated the high-hydrocarbon-saturation core.

It is common practice in Volga-Ural region that VSD is combined with other diverting technologies during the treatment. In this case, VSD is pumped as spearhead stage before any reacting fluids penetrate into formation. It allows to block potentially water saturated zones from the following acidizing treatment. After VSD spearhead, normal matrix acidizing treatment is continued with alternating stages of acid and chemical diverter. Dnistriansky et al. (2012) showed examples of using VSD spearhead stages during matrix acidizing on giant Orenburg oil, gas and condensate field (OOGCF). While previously acidizing treatments on OOGCF often lead to water breakthrough, no water production was observed on wells treated with spearhead stage of VSD. Another example of using VSD in Volga-Ural region was published by Ilyasov et al. (2010). He reported significant water cut decrease after 6 treatments with VSD, on three of them VSD was pumped as spearhead stage with subsequent usage of VSDA as main diverter.

In case of acidizing treatment of wells with very high water cut (usually above 70%) VSD is used as a sole diverter for entire treatment. In this case reactive fluid is pumped between stages of VSD. Well 143 on Tokskoe oil field (T1 formation) can be used as a good example of VSD treatment of well with high water cut. Before the treatment, well produced 205 m³/d of fluid with 76% water cut. The source of water was not known. Matrix acidizing treatment with 4 stages of VSD and 15% HCl stages between them was pumped. After the treatment, stabilized production of 288 m³/day of fluid was achieved with water cut dropped to 60%. As a result, post-acidizing oil production was more than doubled, from 42.5 to 99.5 tons of oil per day.

But not all VSD treatments was successful, some treatments resulted in substantial water cut increase (red dots on fig. 15 and 16). The suspected reason is the presence of natural fissures or channels in cement behind casing that links perforated interval with water saturated layers. In this case, the size of the pathway to water is much larger compared with porous media where VSD suppose to work. It is well known that only viscosity can be not enough to provide efficient diversion in fissures or channels. Additional mechanical diversion (i.e. fibers or other

примером обработки с ВСО скважины с высокой обводненностью. До обработки объем добываемой жидкости составлял 205 м³/сут с 76% обводненности. Источник воды был неизвестен. Матричная кислотная обработка состояла из четырех этапов закачки ВСО и этапов закачки раствора 15%-й соляной кислоты между ними. После обработки была достигнута стабилизированная добыча жидкости в объеме 288 м³/сут со сниженной до 60% обводненностью. В результате добыча нефти после кислотной обработки увеличилась более чем в два раза – с 42,5 до 99,5 тыс. тонн нефти в сутки.

Но не все обработки с ВСО были успешными. Некоторые операции привели к существенному увеличению обводненности (показано красными точками на рис. 15 и 16). Основной причиной является наличие природных трещин или каналов в цементе за обсадной колонной, которая связывает интервал перфорации водонасыщенными слоями. В этом случае размер прохода к воде намного больше по сравнению с пористой средой, где, предполагается, должен работать ВСО. Хорошо известно, что только вязкости может быть недостаточно для обеспечения эффективного отклонения в трещинах или каналах. В таких случаях следует рассматривать дополнительный метод механического отклонения (т.е. волокна или другие частицы), чтобы минимизировать поток кислоты в водонасыщенные зоны.

ПЕННЫЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ (ПО)

Метод отклонения пеной был внедрен очень давно в истории инженерной матричной кислотной обработки. Использование водной пены для отклонения в конце 60-х гг. было описано Смитом и др. (1969). Позже Зербуб и соавт. (1991) продемонстрировали улучшенное применение метода отклонения пеной и его преимущества для большинства трудностей при кислотной обработке – зона охвата, повышение выноса продуктов реакции и снижение обводненности.

Часто метод отклонения пеной не рассматривается в качестве предпочтительного метода из-за логистики и ограничений оборудования. В Оренбургской области отклонение пеной оказалось самым надежным методом отклонения в условиях истощенных пластов с многократными обработками и возрастающей обводненностью. Таким образом, с 2011 года большинство матричных кислотных обработок перешли в отклонение на пенной основе (рис. 4).

Пена минимизирует повреждение пласта во время отклонения, с другой стороны, она включается в процесс надлежащей стимуляции всех продуктивных зон как доказанный активный отклонитель. Наличие азота помогает вынести продукты реакции, запустить скважину в эксплуатацию сразу после обработки, чего особенно трудно достичь в случае традиционной кислотной обработки истощенных скважин. Для достижения наибольшей эффективности пенного отклонения была рекомендована следующая последовательность

particulates) should be considered in such cases to minimize acid flow into water saturated zones.

FOAM DIVERTER

Foam diversion has been implemented very early in history of engineered matrix acidizing. Utilization of aquatic foam for diversion purposes in late 60's has been described by Smith et al. (1969). Later Zerbohub et al. (1991) has demonstrated improved application for foam diversion and its benefits for major acidizing challenges - zone coverage, enhanced flow back and water cut reduction.

Often foam diversion is not considered as preferred method because of logistics and equipment limitations. In Orenburg region foam turned out to be the most reliable diversion technique under conditions of depleted reservoirs with repeated treatments and increasing water cut. Thus, since 2011, the majority of matrix acidizing treatments switched to foam-based diversion (fig. 4).

Foam minimizes formation damage while diversion, on the other hand incorporates in proper stimulation of all producing zones as proven active diverter. Presence of nitrogen helps to flow back reaction byproducts, kick-off the well and put on production immediately after the stimulation treatment, which especially hard to achieve in case of conventional acidizing on depleted wells. For the best foam diversion performance, the following sequence of stages was recommended for foam diversion in Orenburg region.

1. Clean the near wellbore, if necessary. A mutual solvent removes oil from near-wellbore region (oil destroys foam), and water wets the formation.
2. Inject a preflush containing surfactant. The preflush displaces the mutual solvent (detrimental for foam) and minimizes the absorption of the surfactant inside the foam.
3. Inject a foam pill. The foam preferentially plugs the high-permeability zones.
4. Shut in the well. Following the foam penetration into the matrix, a short shut-in time is helpful to attain a stabilized diversion regime quickly.
5. Inject treating fluids containing surfactants. If surfactant is not added, the acid stage destroys foam and the diversion effect vanished quickly.

Design sequence described above was revised for the wells where acidizing treatment has been performed previously. Usually, previous treatments consisted of un-engineered bull heading of 0.5–1 m³ of 14% HCl per meter of perforation with no diverters, performed by local workover companies. In case of acidizing treatment performed on the well, vugs and face dissolution can exist across the most permeable zones. In this case, acidizing treatment may start from foam diversion stage. It is recommended to increase first foam preflush and first foam diversion stage proportionally to the amount of carbonate rock dissolved during previous treatment. For example, 1000 gal (3.78 m³) of 15%HCl dissolves approximately 80 gal (0.3 m³) of limestone rock before full spending. Imagine 3000 gallons of 15% HCl pumped on

этапов отклонения пеной в Оренбургской области.

1. Проведите очистку призабойной зоны в случае необходимости. Использование совместного растворителя удаляет нефть из призабойной области (нефть разрушает пену), и вода заливаает пласт.
2. Введите ПАВ, содержащее жидкость предварительной промывки. Промывочная жидкость вытесняет взаимный растворитель (разрушительное действие на пену) и сводит к минимуму поглощение поверхностно-активного вещества внутри пены.
3. Введите пенный состав. Пена предпочтительно закупоривает высокопроницаемые зоны.
4. Остановите скважину. В то время как пена проникает в матрицу, короткая остановка скважины способствует быстрому достижению стабильного режима отклонения.
5. Введите жидкости обработки, содержащие ПАВ. Если ПАВ не добавлен, кислотная стадия разрушает пену и эффект отклонения быстро исчезает.

Описанная выше последовательность операций была пересмотрена для скважин, где ранее уже проводилась кислотная обработка. Обычно предыдущие обработки состоят из недоработанной закачки «в лоб» 0,5–1 м³ 14%-й соляной кислоты на метр перфорации без отклонителей, выполняемой местными компаниями по КРС. В случае проведения кислотной обработки в скважине, пустоты и поверхностное растворение могут быть в наиболее проницаемых зонах. В этом случае кислотная обработка может начаться с этапа отклонения пеной. Рекомендуется увеличить стадию первой предварительной промывки пеной и первого отклонения пеной пропорционально количеству карбонатных пород, растворенных во время предыдущей обработки. Например, 1000 гал (3,78 м³) 15%-й соляной кислоты растворяет примерно 80 гал (0,3 м³) известняковых пород до полного расходования. Представьте 3000 гал 15%-й соляной кислоты, закачанной во время предыдущей обработки, затем на первых стадиях предварительной промывки пеной и пенообразования должно быть увеличение примерно на 240 гал для скважинных условий.

Несколько обработок было выполнено с применением цифровых манометров забойного давления, и показано, что предлагаемое пенное отклонение может быть очень эффективным и способствует увеличению давления обработки на забое до 100 атм (рис. 7).

Для длительных обработок пенный отклонитель может разрушаться при закачке кислотных стадий. Возможным признаком такого разрушения может быть снижение давления на следующем кислотном этапе (например, рис. 7), хотя такое снижение давления также может быть признаком прорыва кислоты через повреждение и образования новых каналов. После оценки данных забойного давления из фонда скважин период остановки после этапа пенного отклонения был значительно сокращен,

previous treatment, and then approximately 240 gallons for downhole conditions should increase the first foam preflush and foaming stage.

A number of treatments have been performed with bottomhole pressure memory gauges, and it is demonstrated that proposed foamed diversion can be very efficient and provides an increase in bottomhole treating pressure up to 100 atm (fig. 7).

For extended treatments foam diverter can degrade while pumping acid stages. Possible sign of this kind of degradation can be decreasing pressure on the next acid stage (i.e. fig. 7), although this pressure decrease can also be an indication of acid breaking through the damage. After evaluation of bottomhole pressure data from numbers of wells, shut-in period after the foamed diverter stage was significantly decreased in order to gain viscosity yield and not compromise foam stability.

For low injectivity formations in order to increase stability and diversion efficiency, it is also recommended to use foamed, VSDA: being a surfactant-based fluid, VSDA doesn't need additional foaming agents and has extended stability of 3 and more hours of foam half-life.

Foam diversion was primarily used with an application of CT placement. Acidizing was performed on different formations with long production intervals and low reservoir pressure.

The wells producing from deep Devonian formation (D5) were chosen as trial candidates for bullhead acidizing treatments with FD. Formation's TVD 4200–4300 m, average gross height 3–8 meters, formation permeability typically ranging from 2 to 5 md, low reservoir pressure range 200–300 atm in combination with very light crude about 48° API. Without stimulation, wells were producing at low

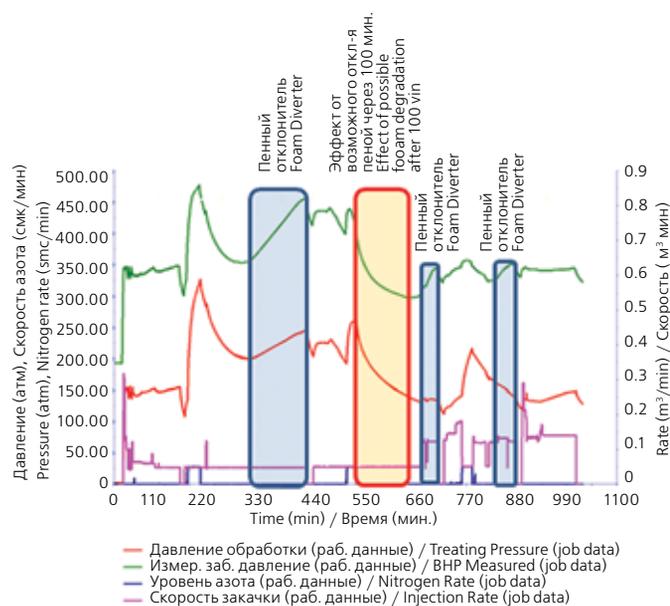


Рисунок 7 – Пример кислотной обработки с пенным отклонителем, с измеренным давлением на забое
Figure 7 – Example of acidizing job with foamed diverter and measured bottomhole pressure

чтобы получить вязкость и не подвергать риску устойчивость пены.

Для пластов с низкой приемистостью с целью повышения стабильности и эффективности отклонения также рекомендуется использовать вспененную кислоту ВУСК: будучи жидкостью на основе ПАВ ВУСК не нуждается в дополнительных пенообразователях и обладает продолжительной стабильностью от трех и более часов периода полураспада пены.

Пенное отклонение изначально использовалось с применением гибких НКГ. Кислотные обработки проводились на различных пластах с длительными продуктивными интервалами и низким пластовым давлением.

Скважины, добывающие из глубоких девонских пластов (D5), были выбраны в качестве пробных кандидатов на проведение кислотной обработки «в лоб» с пенным отклонителем. Вертикальная глубина скважины 4200–4300 м, средняя общая высота 3–8 м, проницаемость пласта обычно варьируется от 2 до 5 мд, низкий диапазон пластового давления 200–300 атм в сочетании с очень легкой сырой нефтью около 48° АНИ (API). Без стимуляции скважины давали низкий дебит нефти, и значительный положительный скин-фактор был рассчитан в диапазоне от 5 до 15. Хотя, основываясь на данных узлового анализа, скважины показали потенциал для естественного притока, традиционная кислотная обработка с вязкими отклонителями на соседних скважинах не дала желаемых результатов из-за трудностей выноса в глубоких скважинах, делая принятие окончательного результата обработки в основном зависимым от качества выноса и выброса, а не качества самой кислотной обработки. Была проведена обработка пяти девонских скважин в 2010 году в качестве пилотного проекта для кислотной обработки закачкой «в лоб» с применением пенного отклонителя в Оренбургской области. После обработки было установлено среднее увеличение PI в 4,4 раза и прирост дебита нефти 48 тонн на

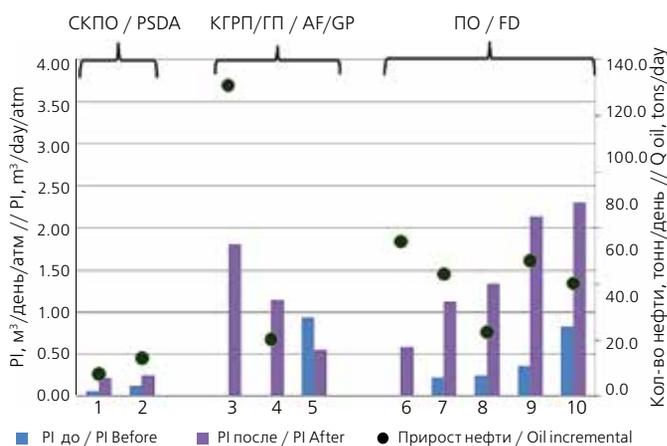


Рисунок 8 – Результаты эффективности пенного отклонения в сравнении с другими видами КО на пласте D5

Figure 8 – Foam diversion productivity results in comparison to other acidizing job on D5 formation

oil rate and significant positive skin was estimated ranging from 5 to 15. Although, based on nodal analysis, wells have shown potential for natural flow, conventional acidizing with viscous diverters on offset wells didn't give desired results because of difficulties in flowback on deep wells making the final result of the treatment mostly dependent on quality of flowback and kick off rather than the quality of acidizing treatment itself. Five Devonian wells were treated in 2010 as a pilot project for bullhead acidizing with FD in Orenburg region. Post treatment production established average PI increase of 4.4 times and oil incremental of 48 tons per well in average (fig. 8). Success of these 5 wells has predetermined foam diversion to become a regional standard for acidizing. Overall production results in figures 15 and 16 showed good effectiveness of foam diverter regardless of new or old wells were treated.

The specific of the Volga-Ural region is that oil-saturated layers is usually located just near water-saturated zones, or have active aquifer. Most of the formations produce at high water cut and majority of the produced fluid is water. After 2010, most of the acidizing treatments performed in the region incorporated foam diversion (fig.4) and statistic showed trend of reduced post-acidizing water cut increase after FD introduction (fig. 9).

USING COIL TUBING FOR MATRIX ACIDIZING

Conventional method for matrix acidizing is bullheading. The approach is widely used but, under some conditions has lower efficiency due to non-uniform stimulation. Coiled Tubing has a number of advantages over bullheading in matrix acidizing especially for long interval treatments:

1. It helps to place treating fluids across the entire interval during the treatment. Thomas et al. (1995) using computer simulator and real case studies showed that coiled tubing placement in combination with chemical diverters yields good zone coverage in horizontal and vertical wells completed in massive carbonate reservoirs.
2. Using CT allows pickling the CT string on the surface before running it in the hole, thus eliminating the risk of iron invasion into the formation with acid.
3. Performing the treatment through CT avoids exposing the wellhead or completion tubing to direct contact with corrosive treatment fluids.
4. Integrated treatments. Associated operations can be performed as part of an integrated service prior to the matrix treatment, for example, fill removal prior to a treatment; acid wash or cleanout of the rat hole from incompatible fluids. It is imperative in many matrix treatments to perform the well flow back as soon as possible after the acid job. Nitrogen kickoff can be performed right after the treatment to recover as much treating fluid from the formation as possible and easily put the well into production. Production logging can be performed before and after the treatment.

скважину в среднем (рис. 8). Успех этих 5 скважин предопределил становление пенного отклонения региональным стандартом для кислотной обработки. Общие результаты добычи на рисунках 15 и 16 показали хорошую эффективность пенного отклонителя независимо от того, в каких скважинах проводилась обработка (новые или старые скважины).

Специфика Волго-Уральского региона заключается в том, что нефтенасыщенные слои, как правило, находятся в непосредственной близости от водонасыщенной зоны либо имеется активный водоносный горизонт. В большинстве пластов добыча идет при высокой обводненности, и основным добываемым флюидом является вода. После 2010 года в состав большинства кислотных обработок, проводимых в регионе, входит пенный отклонитель (рис. 4), и статистика показала тенденцию снижения уровня обводненности после кислотной обработки с введением пенного отклонителя (рис. 9).

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ МАТРИЧНОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Традиционным методом матричной кислотной обработки является закачка «в лоб». Данный метод широко используется, но в некоторых условиях имеет более низкую эффективность из-за неоднородной стимуляции. Применение гибких НКТ имеет ряд преимуществ по сравнению с закачкой «в лоб» в матричной кислотной обработке, особенно для длинных интервалов обработки:

1. Это позволяет разместить жидкость обработки по всему интервалу во время обработки. Используя компьютерный симулятор и реальные примеры исследований, Томас и др. (1995) показали, что использование гибких труб в сочетании с химическими отклонителями дает хорошую зону покрытия в законченных горизонтальных и вертикальных скважинах в массивных карбонатных коллекторах.
2. Использование ГНКТ позволяет выполнить протравливание колонны ГНКТ на поверхности перед ее спуском в скважину, таким образом устраняя риск попадания железа в пласт с кислотой.
3. Проведение обработки через ГНКТ позволяет избежать прямого контакта устьевого оборудования и подвески НКТ с коррозионно-активными жидкостями обработки.
4. Комплексные обработки. Совместные операции могут быть выполнены как часть интегрированного комплекса до матричной кислотной обработки, например, удаление отложений до проведения обработки; промывка кислотой или очистка ствола от несмешивающихся жидкостей. Во время многих матричных кислотных обработок крайне важно как можно скорее провести отработку скважины после кислотной операции. Запуск азота может быть выполнен сразу после обработки, чтобы извлечь как можно больше жидкости обработки и беспрепятственно запустить скважину в

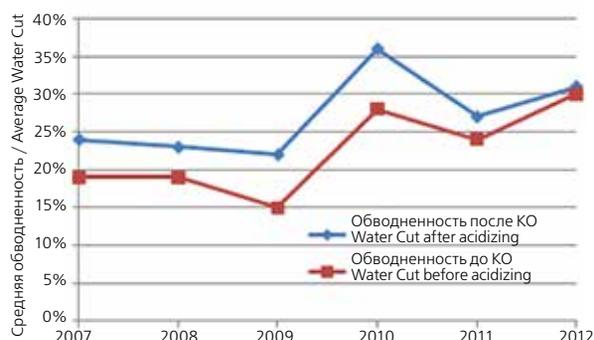


Рисунок 9 – Увеличение обводненности после КО было минимизировано с применением пенного отклонителя
Figure 9 – Post-acidizing water cut increase was minimized using foam diverter

5. Live well treatments. The CT pressure control equipment configuration allows the treatment to be performed on a live well. The potential formation damage associated with well killing operation and the corresponding loss of production time are thereby avoided.
6. Mobile point of injection. Jetting effect is something that can be effective in casings and provided if a proper purpose built nozzle tool is used.

“Dual string” pumping technique was introduced in Orenburg region in 2009. With this technique, treating fluids are pumped into both CT and annulus between CT and tubing at the same treatment. As friction pressure in annulus is significantly lower than that inside CT, we can increase pump rate significantly, thus increasing wormhole penetration and decreasing pumping time. If required, diverter and main acid can be pumped at the same time. Acid is pumped at high pumping rate to the CT-tubing annulus while foam is pumped simultaneously through CT across thief zone. Thus, the thief zone is continuously saturated by foam, providing effective dynamic diversion during treatment and allowing the stimulation to be performed selectively.

Well 608 Efremo-Zykovskoe oilfield is one of the examples of using “dual string” pumping technique in Orenburg region. This well has 4 perforated intervals across different formations; table 1 demonstrates properties of each formation. Df formation has appeared to be the thief zone based on pre-treatment production log. Low reservoir pressure, clear thief zone and significant depth difference between treated zones definitely made this well excellent candidate for matrix acidizing through CT with foam diversion and “dual string” technique.

Design was done in a way to exclude stimulation of thief Df formation and stimulation of T1, Z1-1 and Z1-2 was the main aim of this treatment. The following sequence of stages was used during treatment:

1. Pickle CT on surface till returned acid will have less than 2000 ppm of iron.
2. Rig in hole CT. Establish circulation (2% KCl + N₂ due to low Pres). Circulate 8 m³ of 15% HCl + N₂ with direct circulation to surface. The aim of this step is to pickle annulus between CT and tubing.
3. Preflush with mutual solvent through CT across all

эксплуатацию. Гидродинамический каротаж может быть проведен до и после обработки.

5. Проведение обработки без закрытия скважины. Компоновка оборудования контроля давления ГНКТ позволяет проводить обработку в скважине под давлением. Тем самым можно избежать потенциального повреждения пласта, связанного с работами по глушению скважины, и соответствующих потерь продолжительности эксплуатации.
6. Мобильная точка нагнетания. Эффект струйной промывки может быть результативным в колоннах труб и может быть достигнут с использованием надлежащей, специально сконструированной насадки.

Метод закачки «двойной колонной» был введен в Оренбургской области в 2009 году. С помощью этого метода жидкости обработки закачиваются одновременно и в ГНКТ, и в кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ во время одной и той же обработки. Так как давление трения в кольцевом пространстве значительно ниже, чем в ГНКТ, можно значительно увеличить скорость закачки, тем самым увеличивая распространение червоточин и снижая время закачки. При необходимости можно одновременно закачивать отклонитель и основную кислоту. Кислота закачивается с высокой скоростью закачки в кольцевое пространство ГНКТ, в то время как пена закачивается одновременно через ГНКТ по всей зоне поглощения. Таким образом, зона постоянно насыщается пеной, обеспечивая эффективное динамическое отклонение во время обработки и позволяя проведение селективной стимуляции.

Скважина № 608 Ефремо-Жуковского месторождения является одним из примеров использования метода закачки «двойной колонной» в Оренбургской области. В этой скважине есть 4 перфорированных интервала в различных пластах. Таблица 1 показывает свойства каждого пласта. Пласт Дф оказался зоной поглощения на основании промыслового каротажа, проведенного до обработки. Низкое пластовое давление, явная зона поглощения и значительная разница глубин между зонами обработки – все это сделало скважину отличным кандидатом для проведения матричной кислотной обработки через ГНКТ с пенным отклонителем и методом «двойной колонны».

Дизайн был выполнен таким образом, чтобы исключить стимуляцию поглощающего пласта Дф и сосредоточиться на обработке пластов Т1, Зл-1 и Зл-2. Во время обработки была использована следующая последовательность этапов:

1. Протравка ГНКТ на поверхности до тех пор, пока в возвратной кислоте будет содержаться менее 2000 частей на миллион железа.
2. Подготовка ГНКТ в скважине. Создание циркуляции (2%-я KCl + N₂ из-за низкого давления). Закачка 8 м³ 15%-й HCl + N₂ с прямой циркуляцией на поверхность. Целью этого этапа является протравка затрубного пространства между ГНКТ и НКТ.

Таблица 1 – Скважина № 608 Ефремо-Жуковского м/р. Характеристика скважины до обработки

Table 1 – Well 608 Efremo-Zykovskoe oilfield. Pre-treatment well data

Название пласта / Formation name	T1	Zl-1	Zl-2	Df
Вертикальная глубина скв. м / TVD, m	1734	1829	1854	1899
Пластовое давление, атм / Reservoir Pressure, atm	77	87	89	93
Температура пласта, °C / Reservoir Temperature, °C	40	40	40	40
Фактическая добыча, м ³ /день / Actual Production, m ³ /day	58			
Обводненность, % / Water cut, %	12			
Фактическая добыча нефти, т/день / Actual Oil Production, t/day	44			
Увеличение добычи от ГИС (PLT), % / Production contribution from PLT, %	18	18	0	64
Эффективная толщина пласта, м / Net Pay, m	18	11.8	6.4	8.4
Ожидаемая проницаемость, мД / Expected permeability, mD	25	27	24	85

zones to dissolve heavy hydrocarbons in the near wellbore zone.

4. Displace wellbore fluid by 15% HCl in the CT-tubing annulus.
5. Pump surfactant solution through CT across all zones.
6. Pump Foam through CT across all zones till ~ 10–20 bars increase in circulation pressure (sign of diversion). Shut in for foam stabilization. Place end of CT across thief zone (Df formation).
7. Pump 15% HCl through CT-tubing annulus and pump foam through CT at the same time.
8. Repeat stages 6–7 till finish of acid in the tanks. Displace fluids in CT and CT-tubing annulus.
9. Kick off the well.

Unfortunately, production log was not run after the treatments, so we cannot directly compare production profiles before and after the treatment. But production results showed that productivity index increased more than 3 times: from 1.04 to 3.2 m³/day/atm at the same level of water cut. In general, all treatments with “dual string” pumping technique showed excellent results in the complicated conditions of the wells in Orenburg region. The thief zone must be well known before the treatment to maximize benefits of this technique.

Utilization of highly retarded emulsified acid (REA) can help to create wormholes even with a low pumping rate through CT. Dnistriansky et al. (2012) provided an example of using REA for stimulation of depleted horizontal open hole well through CT in Orenburg region with gas production increase after the treatment of 20% compared with pre-treatment data. Some other methods to improve the effectiveness of matrix acidizing through CT will be described later in ways forward section.

CONCLUSIONS

As was mentioned before, all coiled tubing jobs were performed with 1.5-inch string at maximum pumping rate of 0.15 m³/min because of the high friction and circulation pressure limitations. Implementation of bigger CT string (OD 1.75” or 2”) can increase maximum pumping rate through CT, which will be

3. Предварительная промывка с взаимным растворителем через ГНКТ во всех зонах для растворения тяжелых углеводородов в призабойной зоне скважины.
4. Вытеснение скважинного флюида 15%-й соляной кислотой в затрубном пространстве ГНКТ.
5. Закачка раствора ПАВ через ГНКТ во всех зонах.
6. Закачка пены через ГНКТ во всех зонах до увеличения давления циркуляции до ~ 10–20 бар (признак отклонения). Остановка скважины для стабилизации пены. Размещение конца ГНКТ в зоне поглощения (пласт Дф).
7. Одновременная закачка 15%-й соляной кислоты через затрубное пространство ГНКТ и закачка пены через ГНКТ.
8. Повторение 6–7 этапов до полного расходования кислоты в емкостях. Вытеснение жидкости в затрубном пространстве ГНКТ и НКТ.
9. Запуск скважины в эксплуатацию.

К сожалению, промысловый каротаж не был выполнен после обработок, поэтому мы не можем напрямую сравнивать профили добычи до и после обработки. Но результаты добычи показали, что индекс продуктивности увеличился более чем в 3 раза: с 1,04 до 3,2 м³/день /атм. с тем же уровнем обводненности. В общем, все операции методом закачки «двойной колонной» показали отличные результаты в сложных условиях скважин Оренбургской области. Зона поглощения должна быть хорошо известна до проведения обработки, чтобы максимально использовать преимущества этого метода.

Использование кислотных эмульсий сильного замедленного действия может помочь в создании червоточин даже при низкой скорости закачки через ГНКТ. Днистрянский и соавт. (2012) привели пример использования кислотных эмульсий замедленного действия для стимуляции истощенного горизонтального открытого ствола скважины через ГНКТ в Оренбургской области с увеличением добычи газа на 20% поле обработки по сравнению с данными до обработки. Некоторые другие методы улучшения эффективности матричной кислотной обработки через ГНКТ будут описаны позднее в разделе «Дальнейшие планы по развитию проекта».

ВЫВОДЫ

Как было упомянуто выше, все работы с ГНКТ были выполнены с 1,5 дюймовой колонной с максимальной скоростью закачки 0,15 м³/мин из-за высокого трения и ограничений давления циркуляции. Применение колонны ГНКТ большего диаметра (ОД 1,75" или 2") может увеличить максимальную скорость закачки через ГНКТ, что будет полезно в условиях высокой эффективности истощенных месторождений Оренбурга.

Применение ГНКТ в открытом стволе горизонтальной скважины в целом способствует более равномерному стимулированию горизонтального участка в установленные сроки. Надувные пакеры будут использованы для проведения механического отклонения в длинных

beneficial in high infectivity environment of depleted Orenburg fields.

Coiled tubing application in open hole horizontal well generally allows more uniform stimulation of horizontal section in timely manner. Inflatable packers will be implemented to provide mechanical diversion in long intervals with known thief zones. Another option for coiled tubing application in horizontal open holes and slotted liners is to combine acidizing chemical reaction with wellbore cleanout using jetting energy. In this case jetting is performed with jetting nozzle and organic solvent as a wellbore cleanout stage before the main acidizing treatment.

The paper summarizes experience gained during six years of acidizing treatments in Orenburg region. Different pumping techniques and stimulation technologies are described in details with case studies, production results and analysis. Below is a short summary of the described material:

1. Three quarters of wells in Orenburg region produce completely or partially from carbonate formations. The following challenges need to be considered for successful stimulation treatment:
 - Reservoir pressure depletion.
 - High water production.
 - Low reservoir temperature.
 - Formation heterogeneity.
 - Crude oil tending to form emulsion and sludge.
 - Multiple acidizing treatments.
 - Uncertainties in formation properties.
2. Some insight into carbonate acidizing is provided. The main types of acidizing treatments are explained and critical additives to acidic fluids are described.
3. A rigid and comprehensive QAQC standard for acid stimulation was established by operating company in Orenburg region to enable the service companies to perform at a higher service delivery level. The standard established a set of obligatory requirements to HSE, operations and laboratory testing for any acidizing treatments.
4. Most of the performed treatments are bullhead matrix acidizing. Coiled tubing (CT) placement is rarely performed because of pump rate limitations, but it has some unique benefits like simultaneous pumping through CT and CT-tubing annulus. Amount of acid fracturing treatments is decreasing during the last 2 years because of the limited amount of good candidates for this type of treatments.
5. Degradable ball sealers showed poor diverting efficiency due to multiple perforations and poor cement quality.
6. The polymer-based self diverting acid provided satisfactory results on new wells but failed on old wells comparing with other diverting technologies. Stimulation of “old” wells represents the major challenge for diverter efficiency because of previous treatments and potential existence of drained thief zones in pay intervals.
7. Viscoelastic self-diverting acid has demonstrated better results than other viscosified diverters, but

интервалах с известными зонами поглощений. Еще одним вариантом применения ГНКТ в горизонтальных открытых стволах и щелевых фильтрах является сочетание химической реакции кислотной обработки с очисткой ствола скважины с использованием энергии струйной промывки. В этом случае струйная промывка ствола выполняется с помощью специальной насадки и органического растворителя на стадии очистки ствола скважины перед основной кислотной обработкой.

Данная работа обобщает опыт, накопленный в ходе шести лет проведения кислотных обработок в Оренбургской области. Различные методы закачки и технологии стимуляции подробно описаны с практическими исследованиями, результатами добычи и анализом данных. Ниже приводится краткое описание изложенного материала:

1. Три четверти скважин в Оренбургской области ведут добычу полностью или частично из карбонатных пластов. Необходимо учитывать следующие проблемы для успешного проведения стимуляции:
 - Истощение пластового давления.
 - Большая обводненность продукции скважины.
 - Низкая температура пластов.
 - Неоднородность пластов.
 - Сырая нефть с тенденцией к образованию эмульсии и шлама.
 - Многократное проведение кислотных обработок.
 - Неопределенности в пластовых свойствах.
2. Дается некоторое представление о проведении кислотной обработки в карбонатных пластах. Объясняются основные виды кислотной обработки и описываются критические добавки к кислотным жидкостям.
3. Строгий и всеобъемлющий стандарт по соблюдению обеспечения контроля качества при кислотной обработке был создан действующей компанией в Оренбургской области, чтобы дать возможность подрядным организациям работать на более высоком уровне предоставления услуг. Стандартом был установлен ряд обязательных требований к ОТ, ТБ и ООС, операциям и лабораторному тестированию для любых видов кислотных обработок.
4. Большинство проведенных операций – матричная кислотная обработка закачкой «в лоб». Использование ГНКТ применяется редко из-за ограничений скорости закачки, но оно имеет ряд уникальных преимуществ, таких как одновременная закачка через ГНКТ и затрубное пространство ГНКТ. Количество операций кислотного разрыва уменьшается в течение последних двух лет в связи с ограниченным количеством хороших кандидатов для этого вида обработки.
5. Разлагаемые уплотняющие шарики показали низкую эффективность отклонения из-за множества перфорационных отверстий и низкого качества цемента. ►

it has not become a regional standard because any viscous diverter needs sufficient energy to flowback after the treatment, which is difficult in case of depleted formations in Orenburg region. Also, VSDA is an acidic diverter and can stimulate water zones if they exist in perforated interval. These challenges can be potentially overcome by using nitrified VSDA or/and by decreasing the surfactant concentration.

8. Viscoelastic selective diverter can provide a temporary blockage of water saturated zones during matrix acidizing. In Volga-Ural region, VSD is often combined with other diverting technologies during the single treatment. Some treatments with VSD still resulted in substantial water cut increase. The suspected reason is the presence of natural fissures or channels in cement behind casing that links perforated interval with water saturated layers.
9. Foam diverter appeared to be the most reliable diversion technique in challenging conditions of depleted reservoirs with repeated treatments and high water cut in Orenburg region. Overall production results showed good effectiveness of foam diverter regardless of new or old wells were treated. Additionally, reduction of post-acidizing water cut increase was noticed after foam diversion introduction in the region.
10. Using coil tubing with foam diverter and “dual string” pumping technique provides excellent production results when location of the thief zone is well known. In this case, CT can be placed in front of thief zone and foam diverter is continuously pumped through CT while acidic fluids are pumped simultaneously through CT-tubing annulus.
11. Most of the reservoirs in Orenburg region are not suitable for acid fracturing because of two main reasons: close proximity of water saturated zones and high minimum in-situ stresses. However, some massive, tight and heterogeneous formations demonstrated better production results after acid fracturing comparing to matrix acidizing. Further implementation of acid fracturing technique should be focused only on such formations.
12. Retarded emulsified acid in combination with foamed diversion has demonstrated excellent production results while matrix acidizing of deep and relatively hot D5 formation. Achieved productivity index is 3 times higher than offset wells treated with straight 15% HCl.
13. Proppant fracturing can be applied on carbonate formation if proper candidate selection and treatment design considered. Recent experience in the region showed that candidate well should be cased hole with good cement bond. Filling of the created acid frac with proppant should be avoided because fracture face will be significantly etched by acid and formation may not be able to apply enough stress on proppant pack to keep it from flowing.
14. The following types of stimulation treatments ►

6. Самоотклоняющая кислота на полимерной основе показала удовлетворительные результаты на новых скважинах, но плохие на старых скважинах по сравнению с другими технологиями отклонения. Стимуляция «старых» скважин представляет серьезную проблему для эффективности отклонителя из-за предыдущих обработок и потенциального существования истощенных зон поглощения в продуктивных интервалах.
7. Вязкоупругая самоотклоняющая кислота (ВУСК) продемонстрировала лучшие результаты, чем другие загущающие отклонители, но она не стала региональным стандартом, потому что любому вязкому отклонителю необходима энергия, достаточная для выноса после обработки, что труднодостижимо в условиях истощенных пластов Оренбургской области. Кроме того, ВУСК – кислотный отклонитель, и она может стимулировать водоносные зоны, если они существуют в интервале перфорации. Эти проблемы можно потенциально преодолеть с помощью азотированной ВУСК и/или путем снижения концентрации ПАВ.
8. Вязкоупругий селективный отклонитель (ВСО) может обеспечить временную блокировку водонасыщенных зон во время матричной кислотной обработки. В Волго-Уральском регионе ВСО часто используется в сочетании с другими технологиями отклонения во время одной процедуры. Некоторые обработки с ВСО еще приводят к существенному увеличению обводненности. Главной причиной является наличие природных трещин или каналов в цементе за обсадной колонной, которая связывает интервал перфорации водонасыщенными слоями.
9. Пенный отклонитель оказался самым надежным методом отклонения в сложных условиях истощенных пластов с повторными обработками и высокой обводненностью в Оренбургской области. Общие производственные результаты показали хорошую эффективность пенного отклонителя независимо от того, в какой скважине проводилась обработка – новой или старой. Кроме того, было замечено снижение увеличения обводненности после кислотной обработки после применения метода пенного отклонения в регионе.
10. Использование ГНКТ с пенным отклонителем и метод закачки «двойной колонны» обеспечивает превосходные результаты, когда хорошо известно расположение зоны поглощения. В этом случае ГНКТ может быть размещена перед зоной поглощения, и пенный отклонитель непрерывно закачивается через ГНКТ, в то время как кислотные жидкости закачиваются одновременно через затрубное пространство ГНКТ.
11. Большинство пластов в Оренбургской области не подходят для проведения кислотных разрывов по двум основным причинам: близость водонасыщенных зон и высокое минимальное напряжение в пласте. Тем не менее некоторые

are planning to be implemented on carbonate formations in Orenburg region in nearest future: complex treatments against mixed deposits, CT matrix acidizing and multi-stage fracturing on horizontal wells, acid fracturing with high rate nitrogen pumping, CT stimulation with inflatable packers and some others.

The authors would like to thank Rosneft and Schlumberger for their support and permission to publish this paper. The authors would like to express acknowledgments to specialists of geological departments of Orenburgneft for their continuous support in implementation of new technologies in the Orenburg oilfields. The authors also express their acknowledgment to the Schlumberger Well Services and Well Intervention teams in Buzuluk and particularly to Konstantin Basanov, Evgeniy Klimov, Evgeniy Metlyayev, Rim Samigullin and Marina Stepanenko whose work were used while writing this paper. Finally, authors would like to acknowledge the team of Schlumberger Client Support Laboratory in Tyumen for their continuous support of acidizing operations in Volga-Ural region, especially Alexey Borisenko, Bernhard Lungwitz and Sergey Parkhonyuk. ☺

REFERENCES

1. Kayumov R. et al. 2014. Experience of Carbonate Acidizing in the Challenging Environment of the Volga-Urals Region of Russia, Paper SPE 168167 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 26–28 February 2014.
2. Chang, F.F. et al. 1998. A New Material and Novel Technique for Matrix Stimulation in High-Water-Cut Oil Wells. Paper SPE 39592 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18–19 February 1998.
3. Chang, F.F. et al. 2001. A Novel Self-Diverting-Acid Developed for Matrix Stimulation of Carbonate Reservoirs. Paper SPE 65033 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 13–16 February 2001.
4. Dnistriansky, V. et al. 2012. Comprehensive approach to production stimulation of massive cold heterogeneous carbonate formation using coiled tubing. Paper SPE 152351 presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 23–25 January 2012.
5. Faizov, Y. et al. 2011. Challenges and Solutions of Stimulating Carbonate Reservoirs in Timano-Pechora, Russia. Paper OTC 22257 presented at the Offshore Technology Conference Brasil held in Rio de Janeiro, Brazil, 4–6 October 2011.

крупные, плотные и неоднородные коллекторы продемонстрировали лучшие результаты после проведения в них кислотного разрыва по сравнению с матричной кислотной обработкой. Дальнейшее применение метода кислотного ГРП должно быть сосредоточено только на таких пластах.

12. Кислотная эмульсия замедленного действия в сочетании с пенным отклонением продемонстрировала отличные результаты при проведении матричной кислотной обработки глубокого и относительно горячего пласта Д5. Достигнутый коэффициент продуктивности (PI) в 3 раза выше, чем на соседних скважинах, обработанных традиционной 15%-й соляной кислотой.
13. Проппантный ГРП пласта может быть применен для карбонатных пластов, если был выполнен правильный выбор скважин-кандидатов и дизайн обработки. Опыт последних лет в регионе показал, что скважина-кандидат должна быть обсажена с хорошим цементным сцеплением. Следует избегать наполнения созданной кислотой трещины проппантом, поскольку поверхность трещины будет значительно протравлена кислотой, и пласт не сможет применить достаточное напряжение на проппантную пачку, чтобы уберечь ее от протекания.
14. В ближайшее время планируется выполнить следующие виды стимуляции на карбонатных пластах в Оренбургской области: комплексную обработку против смешанных отложений, матричную кислотную обработку с ГНКТ и многостадийный ГРП на горизонтальных скважинах, кислотный гидроразрыв с высокой скоростью закачки азота, стимуляцию с ГНКТ с надувными пакерами и некоторые другие.

Авторы благодарят компании «Роснефть» и «Шлюмберге» за их поддержку и разрешение на публикацию этой статьи. Авторы выражают признательность специалистам геологических отделов «Оренбургнефть» за их постоянную поддержку в реализации новых технологий на Оренбургских месторождениях. Авторы также выражают свою благодарность группам по обслуживанию скважины и внутрискважинным работам компании «Шлюмберге» в Бузулуке и, в частности, Басанову Константину, Климову Евгению, Метляеву Евгению, Самигуллину Риму и Степаненко Марине, чьи работы были использованы при написании этой статьи. Наконец, авторы хотели бы поблагодарить команду лаборатории технической поддержки компании «Шлюмберге» в Тюмени за их постоянную поддержку в проведении кислотных обработок в Волго-Уральском регионе, особенно Борисенко Алексея, Люнгица Бернхарда и Пархонюка Сергея. ©

6. Grace, J.D. 2005. Russian Oil Supply. Performance and Prospects. New York: Oxford University Press Inc.
7. Ilyasov, S. et al. 2010. Chemical diverters for production enhancement and water cut decrease (Химические отклонители для повышения продуктивности и снижения обводненности скважин). Oil & Gas Journal Russia, May 2010, pages 62–64.
8. Lungwitz, B. et al. 2004. Diversion and Cleanup Studies of Viscoelastic Surfactant-Based Self-Diverting Acid. Paper SPE 86504 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 18–20 February 2004.
9. Navarrete, R.C. et al. 1998 Emulsified Acid Enhances Well Production in High-Temperature Carbonate Formations. Paper 50612 presented at the SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 October 1998.
10. ONAKO. 1997. Geological Structure and Oil – Gas Content of the Orenburg Region (Геологическое Строение и Нефтегазоносность Оренбургской Области). Orenburg: Orenburg Book Publisher.
11. Smith, C.L., Anderson, L.J., Roberts, P.G. 1969. New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing. Paper SPE 2751 presented at the 40th Annual California Regional Meeting of the SPE of AIME held in San Francisco, California, USA, 6–7 November 1969.
12. Taylor, D. et al. 2003. Viscoelastic Surfactant based Self-diverting Acid for Enhanced Stimulation in Carbonate Reservoirs. Paper SPE 82263 presented at the SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 13–14 May 2003.
13. Thomas, R.L., Saxon, A., Milne, A.W. 1995. The Use of Coiled Tubing During Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs Completed in Horizontal, Deviated, and Vertical Wells. Paper SPE 50964 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, 20–22 April 1995.
14. TNK-BP. 2008. Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid Stimulation. Version 11.1.
15. Williams, B.B., Gidley, J.L., Schechter, R.S. 1979. Acidizing Fundamentals, monograph series. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
16. Zerhboub, M. et al. 1991. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. Paper SPE 22854 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition held in Dallas, USA, 6–9 October 1991.

ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ С КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

TECHNOLOGY OF DEPOSIT REMOVAL FROM THE PRODUCTION STRING IN OIL WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, Уфимский государственный нефтяной технический университет;

А.М. ГАЛИМОВ, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

I. DENISLAMOV, Ufa State Petroleum Technological University;

A. GALIMOV, Bashneft-Dobycha LLC, NGDU Chekmagushneft

Выпадение асфальтенов, смол и парафинов из добываемой нефти в скважинных лифтовых трубах является для некоторых месторождений явлением широко распространенным и объективным. Образование отложений происходит из-за изменения термобарических условий пребывания нефти: температура и давление в трубах падают до критических значений, начинаются процессы кристаллизации парафинов и их закрепления на поверхности труб. Для некоторых типов нефтей практически невозможно подобрать приемлемый ингибитор парафинообразования из существующего в России спектра реагентов. Такие проблемные скважины периодически обрабатывают растворителем АСПО. Наиболее прогрессивной является колтюбинговая технология [1], в которой гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) спускается либо по колонне лифтовых труб, либо по межтрубному пространству. В последнем случае трубу спускают до зоны глубинного насоса, по ней закачивают необходимый объем растворителя, который попадает в лифтовые трубы с помощью глубинного насоса.

Гибкие трубы меньшего диаметра и стационарного исполнения уже много лет используют для адресной доставки химических реагентов на прием глубинного насоса согласно изобретению [2]. Такое техническое решение по изобретению [3] адаптировано для одномоментной закачки растворителя значительного объема на прием глубинного насоса. Трубный контейнер емкостью 100–600 литров с открытым низом герметично монтируется к входу в насос. К верхней части контейнера также герметично фиксируется стационарная труба Ø12–15 мм, по которой с устья скважины подается насосом растворитель или любой другой технологический реагент. Заполнение контейнера растворителем происходит при закрытой задвижке выкида лифтовых труб, а перемещение растворителя из контейнера в колонну лифтовых труб осуществляется глубинным насосом в оптимальной последовательности.

Предварительные расчеты показывают, что для скважин, оборудованных ШСНУ на глубине 1000 м, со средним объемом отложений в лифтовых трубах (400–600 литров) требуется от 2-х до 3-х циклов подачи растворителя в колонну НКТ. Циклическая закачка реагента в колонну лифтовых труб дает определенный положительный эффект, заключающийся в усилении



Deposition of asphaltenes and resins in production strings of oil wells is a widespread and objective phenomenon at some oilfields. Deposits are formed due to the change of pressure and temperature conditions of oil: in the production string temperature and pressure drop to the critical level, paraffins start to crystallize and deposit on the production string walls. Unfortunately, for some types of oils it is impossible to choose an adequate inhibitor out of the whole range of chemicals available in Russia. Such problematic wells are treated with the solvent of asphalt, resin and paraffin deposits. Coiled tubing is considered to be the most advanced treatment technology [1]. Coiled tube is run into the well via the production string or annulus. In the latter case CT is run to reach a downhole pump, then the needed volume of solvent is injected through the CT and subsequently pumped into the production string with the help of downhole pump.

Stationary coiled tubes of smaller diameter have been used for targeted delivery of chemical agents to the suction of downhole pump for many years already [2]. The technical solution of such an invention [3] is suitable for one-time large-volume injection of solvent to the suction of the downhole pump. Open-bottom tube container with the capacity of 100–600 liters is hermetically mounted at the intake of the pump. A 12–15 mm tube is hermetically connected to the top of the container. Solvent or any other agent is injected via this tube from the wellhead. The container is filled with the solvent while the valve of the production string bleed line is closed; then the solvent is pumped from the container to the production string with the help of the downhole pump in the optimal sequence.

Estimates show that for wells with a sucker rod pump installed at the depth of 1,000 meters with the average amount of deposits in the production string

массообменных процессов при движении реагента вдоль трубных отложений.

Закачка растворителя через трубу на прием насоса и перемещение этого растворителя в лифтовые трубы с помощью глубинного насоса могут вестись одновременно при условии, что производительность насоса по закачке растворителя в трубку будет не ниже, чем подача глубинного насоса.

Решение в ближайшем будущем этих задач по адресной доставке и более эффективному использованию растворителей в скважинах с АСПО, на наш взгляд, позволит увеличить продолжительность безремонтного периода работы скважин, снизить затраты на приобретение растворителей и проведение подземных ремонтов.

Определенная часть нефтедобывающих скважин Волго-Уральской провинции эксплуатируется в крайне осложненных условиях. С одной стороны, в глубинно-насосном оборудовании и колонне лифтовых труб происходит интенсивное образование асфальтосмоловых и парафиновых отложений. Другой проблемой является наличие в скважинной продукции сероводорода повышенной концентрации. Ситуация может усугубляться наличием в водной фазе пластовой жидкости сульфатовосстанавливающих бактерий, способных на порядок повысить скорость коррозионных процессов в относительно спокойной среде. К такой опасной зоне в скважине относится межтрубное пространство с обсадной колонной, потеря герметичности которой резко повышает все расходы на дальнейшую эксплуатацию скважины.

Предлагается технология эксплуатации таких скважин с глубинным плунжерным насосом, в которой ключевым моментом является наличие в теле колонны НКТ обратного клапана (ОК), расположенного над глубинным насосом [4]. Межтрубное пространство в зоне глубинного насоса герметизируется пакером и заполняется технической жидкостью с повышенной концентрацией ингибиторов коррозии и бактерицидов. Для исключения перетока скважинной продукции из лифтовых труб в межтрубное пространство на устье скважины угловой вентиль обсадной колонны перекрывается и для исключения инцидентов снабжается электроконтактным манометром. Схема реализации технологии приведена на рис. 1.

Техническая жидкость в межтрубном пространстве имеет двойное назначение. Первая функция – ингибиторная защита колонны НКТ и эксплуатационной колонны от коррозионных процессов. Вторая функция – надежное закрытие обратного клапана 4 за счет повышенной плотности технической жидкости. Это важно в дни простаивания скважины, когда через неработающий насос пластовая жидкость с газом будет поступать в колонну НКТ. Так как в момент остановки скважины гидростатическое давление в межтрубном пространстве будет выше, чем аналогичное давление в колонне НКТ, то этот фактор будет иметь весомое значение для закрытого состояния обратного клапана.

Электроконтактный манометр 8 связан с пультом управления работой глубинного насоса: отключает электропитание насоса при повышении давления в межтрубном пространстве выше допустимого значения. ►

(400–600 liters) one will need to have 2 to 3 cycles of solvent injection into the production tubing string. Cyclic solvent injection into the production string yields certain positive results – improvement of mass-exchange processes while the agent is moving along the depositions in the production string.

Solvent injection from the wellhead into the tube can be done simultaneously with the delivery of solvent to the production string with the help of downhole pump, provided that the capacity of the pump that injects the solvent from the wellhead is at least the same as the pumping rate of the downhole pump.

Improvement of solvent targeted delivery and more efficient use of solvents at wells with asphalt, paraffin and resin deposits will allow extending the period of workover-free operation of wells, reducing solvent procurement costs and well servicing costs.

Certain number of oil wells in the Volga-Urals province is operated in extremely complex conditions. On the one hand, there is an intensive deposition of asphalt, resin and paraffin on the downhole pumping equipment and in the production string. Another issue is high H₂S concentrations in the production fluid. The whole situation might be aggravated by the presence of sulfate-reducing bacteria in the water phase. These bacteria can accelerate the corrosion processes by several times in relatively calm environment. Annulus and the casing are the main risk zones in a well. Loss of their leak tightness leads to a sharp increase in the cost of well operation.

We propose a technology of operating such wells with downhole plunger pump. The key point here is to have a back valve in the production string located above the downhole pump [4]. The annular space in the area of the downhole pump is sealed with packer and is filled with service fluid with high concentrations of corrosion inhibitors and bactericides. Angle valve of the casing is shut off to avoid the flow of production fluid from the production string to the annular space. To avoid incidents there should also be installed an electric contact pressure gauge. The technology scheme is shown in Figure 1.

Service fluid in the annular space serves double purpose. First function – protection of the tubing and the production string from corrosion processes. Second function – reliable closure of the back valve 4 due to high density of the service fluid. This is important during well's downtime when formation fluid with gas will be flowing to the production string through the non-working pump. Since at the moment of well shutoff hydrostatic pressure in the annulus will be higher than the pressure in the production string, this factor will be very important for the off-state of the back valve.

Electric contact pressure gauge 8 is connected to the downhole pump remote control: it shuts the power supply to the pump off if pressure in the annulus exceeds the allowable value. Such situation ►

Такая ситуация может возникнуть при работающем насосе и внезапной или постепенной закупорке лифтовых труб или наземных трубопроводов от скважины отложениями различного характера: АСПО, мех. примесями или посторонними предметами.

Подземное оборудование используется в двух режимах:

1. Эксплуатация продуктивного пласта: угловой вентиль межтрубного пространства 7 закрыт, скважинная продукция поднимается только по колонне НКТ, обратный клапан в межтрубное пространство закрыт гидравлически (давление в межтрубном пространстве будет выше, чем в колонне НКТ).

До момента пуска в работу глубинного насоса этому будет, в частности, способствовать повышенная плотность технической жидкости в межтрубном пространстве.

2. Закачка растворителя в колонну лифтовых труб: угловой вентиль 7 открыт, в колонну НКТ с устья закачивают реагент, при этом ОК открывается под действием перепада давления. В последующем насос пускают в эксплуатацию, растворенные отложения вместе с продукцией скважины выносятся по лифтовым трубам на поверхность земли.

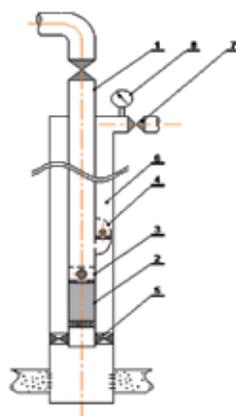
ВЫВОДЫ

1. В зависимости от суточной производительности скважины по нефти (коммерческой ценности) будет формироваться ее подземное оборудование и технологии обслуживания и исследования. В понятие подземного оборудования в скором времени к глубинному насосу и лифтовым трубам добавится диагностическое оборудование стационарного исполнения. Первые шаги в виде датчиков давления и температуры в зоне погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса уже сделаны, и получена информация по плотности жидкости в межтрубном пространстве [5].

2. Технологии удаления отложений из колонны НКТ нефтедобывающих скважин постоянно развиваются, и необходимо, чтобы эти новые решения испытывались в производственных условиях с тем, чтобы найти достойную альтернативу повсеместно применяемому способу доставки растворителей в полость глубинного насоса и лифтовых труб через межтрубное пространство. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Каблеш Сергей. Мини-колтюбинг как он есть//Время колтюбинга. – 2009. – № 4 (29). – С. 28–30.
2. Патент РФ на изобретение № 2302513/Способ подачи реагента в скважину//Е.Н. Сафонов, Н.С. Волочков, В.А. Стрижнев. и др. – Бюл. № 19. Оpubл. 10.07.2007.
3. Патент РФ на изобретение № 2445448. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений/ Ф.Ф. Хасанов, А.М. Галимов, И.З. Денисламов. Оpubл. 20.03.12. Бюл. № 8.
4. Патент на изобретение № 2464409 РФ. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины/И.З. Денисламов, А.М. Галимов, Ш.А. Гафаров и др. Оpubл. 20.10.2012. Бюл. № 29.
5. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов//Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография», 2014. – С. 243–250.



1 – колонна лифтовых труб,
2 – глубинный насос,
3 – обратный клапан насоса,
4 – обратный клапан в межтрубное пространство,
5 – пакер, 6 – межтрубное пространство, 7 – угловой вентиль, 8 – ЭКМ

1 – production string, 2 – downhole pump, 3 – pump's back valve, 4 – annular space back valve, 5 – packer, 6 – annular space, 7 – angle valve, 8 – electric contact pressure gauge

Рисунок 1 – Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины
Figure 1 – Method of delivering chemical agents to the production string of a well

can occur if the pump is operating and there occurs a sudden blockage of the production string or surface pipeline by: asphalt, paraffin and resin deposits, solids or foreign objects.

Downhole equipment is used in two modes:

1. Operation of the producing formation: angle valve for the annular space 7 is closed, well fluid is lifted via the production string, annular space back valve is hydraulically closed (pressure in the annulus will be higher than the pressure in the production string). Before the downhole pump is started, this state is achieved, in particular, due to higher density of the service fluid in the annular space.

2. Solvent injection into the production string: angle valve 7 is open, chemical agent is injected from the wellhead to the production string and the back valve is set open due to pressure differential. Later on, the pump is started and dissolved deposits are lifted to the surface together with the well fluid via the production string.

CONCLUSIONS

1. Set of downhole equipment as well as technology of well servicing and exploration is selected based on the oil yield of a particular well (its commercial value). Very soon downhole equipment will also include stationary diagnostic tools, besides downhole pump and production tubing. First steps have already been made – pressure and temperature sensors are installed in the area of electrical submersible pump. Data on fluid density in the annulus has already been acquired [5].

2. Technologies of deposit removal from the production strings of oil wells are constantly developing. It is necessary that all these new solutions are tested in the field conditions in order to find a worthy alternative to the currently widely used method of delivering solvents to the downhole pump and the production string via annular space. ☉

Завод по производству жидкого азота в Западной Сибири

В начале 2014г. компанией Nafta - Siberian Nitrogen был запущен завод по производству жидкого азота.

Комплекс предназначен для производства жидкого азота из атмосферного воздуха методом низкотемпературной ректификации.

Завод по производству жидкого азота Nafta Siberian Nitrogen является уникальным в нефтесервисной отрасли, он полностью автоматизирован, его производительная мощность составляет 3000 кг/ч



NAFTA
SIBERIAN NITROGEN

ЖИДКИЙ АЗОТ

Технологичность

Современные технологии производства и контроля качества продукции.

Производительность

Уникальное сочетание производительной мощности и минимальных затрат энергии.

Безопасность

Обеспечена максимальная экологическая и пожарная безопасность производства.

www.sibirazot.ru

ООО "НАФТА СИБЕРИАН НАЙТРОДЖЕН"
119590, Москва, Минская улица, дом 1Г, корпус 1, офис 36.
Телефон/Факс: 8 (499) 322-16-34 E-mail: info@sibirazot.ru



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Кислотоструйное бурение — одна из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта — обеспечивает создание фильтрационных каналов из открытого ствола или в вырезанной зоне эксплуатационной колонны в карбонатных коллекторах.



Оборудование обеспечивает возможность:

- эксплуатации в средах с высоким содержанием H_2S и CO_2 с максимальной рабочей температурой $120\text{ }^{\circ}C$;
- строительства участков с малым радиусом искривления (от 7 м);
- размытия нескольких боковых стволов за одну СПО на различных уровнях и различных азимутальных направлениях;
- создания боковых каналов в карбонатных пластах небольшой мощности;
- освоения скважины в процессе строительства ствола;
- записи траектории скважины.

Основные преимущества:

- высокая скорость проходки;
- короткие сроки проведения операции;
- отсутствие реактивного момента;
- низкая стоимость оборудования.

Применяется с колтюбинговой установкой, оснащённой гибкой трубой диаметром 38,1 мм или 44,5 мм, диаметр применяемых насадок 54 мм, 64 мм, 76 мм.

В качестве рабочей жидкости используется раствор HCl с концентрацией до 20%.

ИДЕАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПНП



26 июня 2015 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина (г. Москва, Ленинский проспект, д. 65) состоится

**II МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
(X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ) «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»**

Конференция посвящается 85-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Организаторами мероприятия выступают: Министерство образования и науки Российской Федерации, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), НОЦ «Промысловая химия», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов», НП «Национальный институт нефти и газа».

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Для участия в работе конференции до 31 мая 2015 г. пройдите онлайн-регистрацию по ссылке:

<http://gubkinuniv.timepad.ru/event/185991/>.

Тезисы докладов (не более одной страницы) или статью (не более трех страниц) отправляйте не позже 31 мая 2015 г. на электронный адрес npch@gubkin.ru.



Применение новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан

Application of New Proppant Fracturing Technologies in Carbonate Reservoirs of Vereiskian Stage at the Oilfields with Hard-To-Recover Reserves on the Territory of the Republic of Tatarstan

**Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ, Р.Ф. ВАЛИЕВ, О.З. ИСМАГИЛОВ, М.Г. НОВИКОВ, ООО УК «Шешмаойл»;
А.Р. ДАВЛЕТОВ, А.М. ГАЗИЗОВ, В.С. МИРОНОВ, StrataGen**

**R. TAKHAUTDINOV, R. VALIEV, O. ISMAGILOV, M. NOVIKOV, 'Sheshmaoil' Management Company LLC;
A. DAVLETOV, A. GAZIZOV, V. MIRONOV, StrataGen**

Республика Татарстан является одним из старейших нефтедобывающих регионов России, значительная часть стратиграфического разреза которого представлена карбонатными отложениями. До последнего времени считалось, что основным методом интенсификации добычи в карбонатных коллекторах является кислотная обработка пласта. Последние опытно-промышленные работы на месторождениях УК «Шешмаойл» при инженерной поддержке консультантов StrataGen показали значительные преимущества новых технологий ГРП по сравнению с традиционными кислотными обработками, а именно: более высокие стартовые дебиты и долгосрочный прирост добычи.

В условиях необходимости стабилизации добычи нефти нефтяными компаниями Республики Татарстан предпринимается много усилий по развитию и внедрению различных технологий повышения нефтеотдачи пласта. Указанное в особенности относится к высокопродуктивным крупным месторождениям, находящимся на поздних стадиях разработки. Кроме того, уделяется много внимания проблемам освоения сложных залежей углеводородов: добыче сырья из битуминозных пород, перспективам поисковых работ в карбонатных отложениях девона и другим.

При этом остается открытым вопрос повышения рентабельности разработки значительного числа малоэффективных мелких месторождений республики с трудноизвлекаемыми запасами. Одним из объектов разработки является верейский горизонт среднего карбона. Разработка данного объекта в основном осложнена двумя факторами: сложное геологическое строение, вязкая тяжелая смолисто-парафинистая нефть. При этом на

The Republic of Tatarstan is one of the oldest oil producing regions in Russia. Its geology is mainly represented by carbonate deposits. Until recently, acid treatments were considered the only EOR method in carbonate reservoirs. Latest field trials conducted at the fields of Sheshmaoil Management Company with the engineering support of StrataGen consultants showed considerable advantages of new fracturing technologies compared to conventional acid treatments – in particular, higher initial well yields and long-term production build-up.

Striving to stabilize oil production rates oil companies of Tatarstan make a lot of effort to develop and introduce various EOR technologies. This, in particular, concerns highly-productive large mature oilfields. Besides, attention is paid to the development of less accessible hydrocarbon deposits – hydrocarbon production from bituminous rocks, hydrocarbon exploration in carbonate deposits of Devonian period, etc.

However, increasing profitability of development of great number of small inefficient oilfields with hard-to-recover reserves remains an open issue. Formations of the Vereiskian stage are one of the targeted areas. Development of such formations is complicated by two factors: complex geology and heavy viscous paraffin-resinous oil. Meanwhile, sizeable proportion of Sheshmaoil's recoverable deposits (14 to 35%) is located in the Vereiskian stage. Oil recovery factors are 0.25 to 0.29, development rates are not high – 0.006 to 0.032. Average well yields are also quite low: fluid yield is 2m³/day, oil yield – 1.4 tons/day, water cut – 24%.

Additional features of the formation in question are: low oil saturation according to logging data

месторождениях добывающих компаний УК «Шешмайл» на верейский горизонт приходится значительная доля извлекаемых запасов – от 14% до 35%. Утвержденные КИН при этом от 0,25 до 0,29, темпы разработки низкие – от 0,006 до 0,032. Средние показатели по скважинам также отмечаются низкими значениями и составляют: дебит жидкости – 2 м³/сут, по нефти – 1,4 т/сут, обводненность – 24%.

Дополнительными отличительными факторами, характеризующими рассматриваемый объект, являются фактор низкой нефтенасыщенности по ГИС и относительно низкая пластовая температура (19–21 °С). В более чем 90% скважин коэффициент нефтенасыщенности, по данным ГИС, менее 55%, что является нижней границей кондиции промышленно-продуктивных пластов. Кроме того, указанное не согласуется со средними показателями работы скважин по обводненности добываемой продукции и, скорее, свидетельствует о недонасыщенном характере объекта. Это может подтверждаться низкими значениями пластового давления (особенно в зоне отбора) с коэффициентом аномальности менее 0,5, постоянными эффектами поглощения жидкостей в процессе работ на скважинах (в том числе нагнетательных).

Верейский горизонт представлен двумя пачками. Верхняя сложена алевролитом-глинистыми породами толщиной 20–30 м. В ней практически отсутствуют пористо-проницаемые пропластки, и вся она является региональным водонефтеупором для залежей среднего карбона. В большинстве скважин верхние пласты верейского горизонта (Вр-4-Вр-6) и нижний (Вр-1) слабо развиты и включают в основном уплотненные разности глинисто-карбонатных пород. Нижние пласты-коллекторы (Вр-2 и Вр-3), залегающие под регионально выдержанной плотной пачкой пород, прослежены в разрезах большинства скважин с общей толщиной Вр-2 (1–3 м), Вр-3 (3–7 м). Число пористо-проницаемых пропластков в них составляет 1–3. Пласты отделены глинистой пачкой толщиной 0,8–1,0 м и образуют единый природный резервуар пластового типа. По физико-химическим свойствам нефти верейские отложения относятся к смолистым, парафинистым, высокосернистым (3% и более) и высоковязким (80–90 мПа.с), плотность поверхностных проб 0,912–0,918 г/см³, газовый фактор низкий со значениями менее 5 м³/т.

Разработка верейского объекта традиционно ведется с применением следующих основных направлений: кислотное воздействие на карбонатный коллектор по различным технологиям, заводнение (преимущественно нестационарное) с применением в качестве агента сточной или пластовой воды с целью поддержания, повышения пластового давления (ППД) и вытеснения нефти.

В условиях вышеуказанных особенностей и кавернозно-порово-трещиноватой структуры коллектора закачка воды даже в ее циклическом

and relatively low reservoir temperature (19–21 °С). In more than 90% of wells oil saturation factor is less than 55%, which is the lowest acceptable quality threshold of a producing formation. Besides, the abovementioned is not consistent with the average fluid water cut data and is indicative of the undersaturation of the formation in question. This can be confirmed by low reservoir pressure (especially in the oil recovery zone) with the anomaly ratio below 0.5, and continuous fluid loss effects during well interventions (including injection wells).

Vereiskian formation consists of two units. The upper unit is represented by siltstone-clay rocks 20–30 meters thick. Porous and permeable layers are almost non-existent; the whole unit serves as water and oil confining stratum to the deposits of Middle Pennsylvanian. In the majority of wells upper layers of the Vereiskian formation (Vr-4-Vr-6) and the bottom one (Vr-1) are underdeveloped and are represented by consolidated varieties of carbonate and clay rocks. Lower reservoirs (Vr-2 and Vr-3), which are located under the solid rock unit, can be observed in the majority of well logs. Total thickness of Vr-2 is 1–3 meters, Vr-3 – 3 to 7 meters. They contain from one to three porous and permeable layers. The layers are separated by a clay unit 0.8-1.0 meter thick and constitute a single natural formation. In terms of physical and chemical properties Vereiskian formation crude is tarry and waxy with high sulfur content (3% and more). The crude is highly viscous (80–90 mPa.s); gravity of surface samples is 0.912–0.918 g/cm³; gas factor is low – less than 5 m³/ton.

Vereiskian formations are traditionally developed with the use of the following methods: acid treatment of carbonate reservoirs employing various technologies, water flooding (mainly non-stationary) with the use of waste water or formation water with the aim of increasing or sustaining reservoir pressure and oil displacement.

Under the abovementioned conditions and taking into account the porous and fissured structure of reservoirs, water injection (even cyclical) is not very efficient. One can surely say that there is no piston-like displacement effect; great portion of the injection is wasted. Quite often we observe negative effects of injections in the form of water breakthrough in first line wells. Authors believe that the attempts to boost injection efficiency by introducing conventional diverter technologies and polymer flooding do not yield desirable effect. On the contrary, they lead to negative effects: diverting agent breakthrough into the producing wells, clogging of the oil containing carbonate rock and, consequently, reduction of oil recovery.

As far as acid treatments are concerned, a number of technologies and methods were used: conventional hydrochloric acid treatments, hydrochloric acid treatment in combination with

проявлении несет низкую эффективность. Можно однозначно утверждать, что эффект поршневого вытеснения отсутствует, велика доля непроизводительной закачки. Нередки проявления негативного воздействия в виде прорыва воды на скважины первых рядов. Попытки повышения эффективности закачки путем внедрения классических потокоотклоняющих технологий, полимерного заводнения, по мнению авторов, не приносят желаемого результата, а наоборот, влекут отрицательные последствия: прорывы и вымыв отклонителей в добывающие скважины, кольматацию нефтесодержащей матрицы карбонатной породы, и, как следствие, снижение нефтеотдачи.

По направлению кислотного воздействия на данном объекте применялось множество технологий: обычные соляно-кислотные обработки (СКО), комплексирование СКО с закачкой растворителей, направленное СКО-воздействие, селективное воздействие, применение различного рода отклонителей, воздействие бинарными смесями и т.д. Практика показывала крайне низкую эффективность применяемых методов, которые не позволяли обеспечить приемлемую технологическую и экономическую эффективность.

Долгое время уделялось недостаточно внимания лабораторным исследованиям (тесты на совместимость закачиваемых реагентов с пластовыми флюидами, фильтрационные эксперименты на керне и ряд других) и математическому моделированию (расчет процессов растворения) обработки. В рамках работ по повышению эффективности кислотного воздействия в 2013 году УК «Шешмаойл» с привлечением научно-исследовательского института провела полный цикл обоснования работ, включая лабораторные исследования на керне и составление планов закачек на основании оптимальных моделей процесса. В ноябре 2013 года на рассматриваемом объекте были проведены опытные работы на двух скважинах Краснооктябрьского месторождения: одна с кислотным воздействием увеличенным объемом кислоты в комплексе с закачкой растворителя, другая – КГРП с использованием эмульгированного кислотного состава. Эффект получен не был.

В связи с низкой эффективностью кислотных обработок компания приступила к опытно-промышленным испытаниям технологии гидравлического разрыва пласта с проппантом на верейском горизонте. В июне и августе 2013 года были проведены проппантные ГРП на двух скважинах того же Краснооктябрьского месторождения при участии инженеров-консультантов StrataGen. Получен положительный эффект. По состоянию на 01.12.14 дополнительная добыча нефти составила 3,4 тыс. тонн при средней наработке 477 сут., и самое важное, что эффект продолжается. В 2014 году работы были продолжены. Всего за полтора года проведения ГРП

solvent injection, targeted acid treatment, selective treatment, application of various diverting agents, application of binary mixtures, etc. Events proved these methods to be inefficient, since they did not ensure the necessary technical and economic feasibility.

For quite a long period of time little attention was paid to laboratory studies (tests for compatibility of injected agents with formation fluids, filtration tests on the core, etc.) and mathematical simulation (modelling of dissolution processes) of treatment operations. In 2013 in order to improve the efficiency of acid treatments Sheshmaoil in cooperation with research institute conducted a feasibility study, including tests on the core and preparation of injection plans based on optimal process models. In November 2013 they conducted trials at two wells of Krasnooktyabrskoye oilfield: one well – acid treatment with higher acid volume in combination with solvent injection, the other well – acid fracturing with the use of emulsified acid composition. There was no effect achieved.

Due to low efficiency of acid treatments the company started field trials of proppant fracturing at Vereiskian formation. In June and August 2013 proppant-based hydraulic fracturing operations were done at two wells of the same Krasnooktyabrskoye oilfield with the participation of StrataGen consultant engineers. The results were positive. As of December 1, 2014 incremental oil production amounted to 3.4 thousand tones with the mean operation time of 477 days. Most importantly, long-lasting effect was achieved. Treatments continued in 2014. Within 1.5 years' time more than twenty hydraulic fracturing jobs have been conducted at the wells of Vereiskian formation.

When planning and conducting hydraulic fracturing in carbonate reservoirs the main challenges faced are:

1. High permeability (50–450 mD) due to natural fissures system;
2. Low reservoir pressure (~40 bar, vertical reservoir depth – ~850 m), low reservoir temperature (19–21 °C);
3. Weak streaks and bridges that separate the target formation;
4. Formations with high closure gradients and Young's modulus.

Typically, carbonate formation matrix does not exhibit considerable permeability or porosity, while a system of natural fissures might considerably affect porosity and permeability properties of the formation. That is why hydraulic fracturing of carbonate rock, unlike conventional terrigenous rock, requires injecting larger volumes of fluid.

We try to select fracturing method with lower volumes of guar in order to reduce damage to the formation done by polymers. Under low reservoir pressure polymers remain in the fracture and around it, they clog the proppant pack and when

на скважинах верейского горизонта выполнено более 20 ГРП.

Основные проблемы, возникающие при проектировании и проведении ГРП в карбонатных пластах:

1. Высокая проницаемость (50–450 мД), обусловленная наличием естественной трещиноватости;
2. Низкое пластовое давление (~40 атм, при вертикальной глубине залегания ~850 м), низкая пластовая температура (19–21 °С);
3. Слабые перемычки, отделяющие целевой горизонт;
4. Пласты с высокими градиентами закрытия и модулями Юнга.

Матрица карбонатного пласта чаще всего не обладает какой-либо значимой проницаемостью или пористостью, а наличие сети естественных трещин может значительно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства пласта, поэтому проведение ГРП в карбонатных породах в отличие от традиционных терригенных отличается бóльшим объемом закачиваемой жидкости.

С целью уменьшения повреждения пласта полимерами в условиях низких пластовых давлений, которые остаются в трещине и вокруг нее, забивая упаковку проппанта и попадая в пласт, образуя плотную корку на поверхности трещины и препятствуя добыче углеводородов, ведется подбор рецептур в сторону уменьшения загрузки гуара. Основной рабочей жидкостью ГРП является система на основе гуара с загрузкой 2,8 кг/м³ (сухой эквивалент). График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,8 кг/м³ представлен на рис. 1.

С целью подбора оптимальной системы со сниженной загрузкой при условии достаточной вязкости и транспортных свойств были протестированы лабораторные образцы с загрузками 2,5 и 2,0 кг/м³. В результате для опытной закачки была выбрана система с загрузкой геля 2,0 кг/м³ (сухой эквивалент). График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,0 кг/м³ представлен на рис. 2.

Проведение и анализ опытных работ ГРП на сниженных загрузках, помимо идеи снижения загрязнения пласта, повышения проводимости трещины, также имеет важное значение для управления геометрией трещины. Как известно из международной общепризнанной практики, уменьшение вязкости рабочей жидкости ГРП приводит к уменьшению высоты трещины, увеличению длины трещины, что очень важно при воздействии на конкретный целевой объект в условиях отсутствия барьеров и ограничений по высоте. Снижение вязкости позволяет оптимизировать воздействие на пласт при одновременном исключении в приобщении других объектов разработки. Таким образом, мы имеем возможность увеличить объем работы ГРП (тоннаж и кубатуру рабочей жидкости) для целевого пласта, тем самым добиваясь максимального и длительного эффекта.

they get into the reservoir they form a solid crust on the fracture's surface hampering recovery of oil. Main fracturing fluid is a guar-based system with guar concentration of 2.8 kg/m³ (dry equivalent). Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.8 kg/m³) is shown in Figure 1.

In order to select an optimal system with lower guar concentration (provided that sufficient viscosity and transportation properties are achieved), we tested laboratory samples with concentrations of 2.5 and 2.0 kg/m³. After laboratory testing we have selected a system with gel concentration of 2.0 kg/m³ (dry equivalent). Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.0 kg/m³) is shown in Figure 2.

Besides the aim of reducing reservoir contamination and improving fracture conductivity, field trials of hydraulic fracturing with lower gel concentrations and analysis of its results is also important for managing fracture geometry. As we know from internationally recognized practice, reduction in fracturing fluid viscosity leads to reduction in fracture height and increase in its length, which is important in case of particular target area provided that there are no barriers and height limitations. Reduction in viscosity allows optimizing formation stimulation, and at the same time allows excluding other productive layers. Thus, we can increase the scope of hydraulic fracturing job (tonnage and volume of the fracking fluid) for the targeted formation, achieving maximum and long-time effect.

Beyond all doubt, another important concurrent factor is the reduction of the surface injection pressure when using systems with lower viscosity. It allows reducing load on the equipment, performing treatment operations with higher flow rates, ensuring safety of works.

Lower viscosity of the fracturing fluid helps to transport proppant deeper into the fracture and to ensure its penetration into natural small fissures in the formation that allows achieving better coverage by fracking and involving natural fissure system. Taking into account all the abovementioned factors a decision was made to conduct a series of field trials at the Vereiskian formation. Well No. 3725 of Dachnoye oilfield became the first well for trial.

Taking into account lack of fracking experience with gel concentration of 2.0 kg/m³, we prepared the design and a model of hydraulic fracturing for 20 tons (quartz sand plus ceramic proppant). Geometry simulation done with the use of Fracpro software showed a 30% longer fracture compared to similar fracking operation with gel concentration of 2.8 kg/m³.

Before the main job some standard test injections were made: injection of 5 m³ of water, displacement with linear gel, stepwise flow rate reduction test and mini-fracking using a 1-ton quartz sand pack. We analyzed the data of test injections and calibrated the fracturing model, as well as changed

Brookfield Viscosity Profile / Профиль вязкости

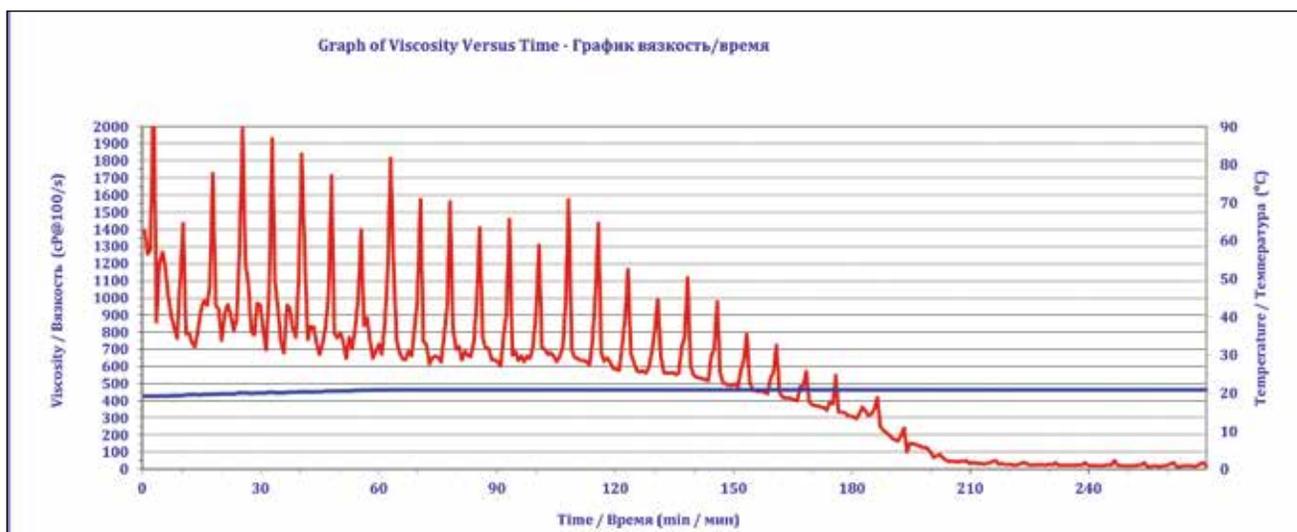


Рисунок 1 – График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,8 кг/м³
Figure 1 – Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.8 kg/m³)

Brookfield Viscosity Profile / Профиль вязкости

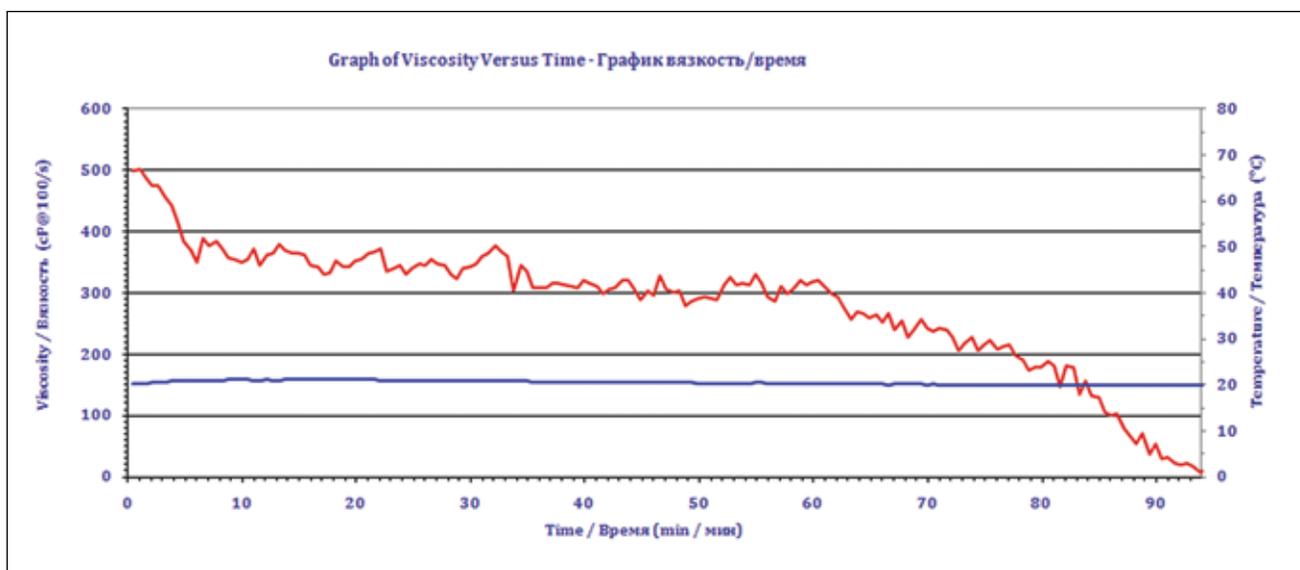


Рисунок 2 – График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,0 кг/м³
Figure 2 – Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.0 kg/m³)

Несомненно, важным сопутствующим фактом является снижение поверхностного давления закачки при использовании систем с пониженной вязкостью, что уменьшает нагрузку на рабочее оборудование, дает возможность проводить обработку на повышенных расходах, обеспечивает безопасность проведения работ.

Понижение вязкости рабочей жидкости улучшает транспортировку пропанта вглубь трещины, а также его проникновение в систему естественных мелких трещин пласта, тем самым улучшая охват воздействия и вовлекая в процесс естественную трещиноватость. Учитывая вышеприведенные факторы, было решено провести серию опытно-промышленных работ в условиях верейского горизонта. Первой скважиной стала скважина № 3725 Дачного месторождения.

fracturing programme (increased the volume of displacement fluid). Hydraulic fracturing was successfully conducted in November 2014 (see Figure 3). At present this well is in operation and shows high productivity. Sheshmaoil decided to continue trials at other wells of Vereiskian horizon.

Hydraulic fracturing with lower gel concentration has a number of constraining factors: a) use of mainly quartz sand and fine-fraction proppant; b) use of lightweight proppant; c) limitation in terms of maximum proppant concentration; d) inclination angle limitation in the perforation interval.

Creation of a fracture largely depends on the distribution of stress in the formation. In porous and fissured carbonate formations stress distribution is anisotropic. That is why the

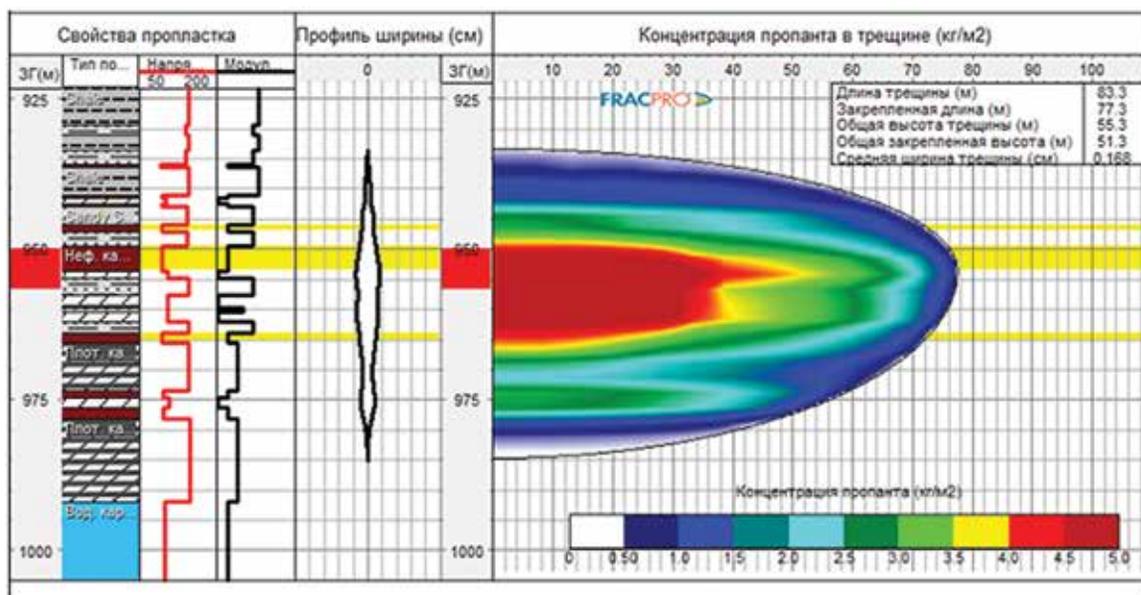


Рисунок 3 – Геометрия трещины ГРП скважины № 3725 Дачное м/р
Figure 3 – Fracture geometry. Well No. 3975, Dachnoye oilfield

Учитывая отсутствие опыта проведения ГРП на геле с загрузкой $2,0 \text{ кг/м}^3$, был подготовлен дизайн и рассчитана модель проведения ГРП 20 тонн (кварцевый песок + керамический пропрант). Расчет геометрии ГРП, осуществленный на программном продукте Fracpro, показал увеличение длины трещины на 30% в сравнении с аналогичными работами на загрузке геля $2,8 \text{ кг/м}^3$.

Перед работой были проведены стандартные тестовые закачки – тест с закачкой воды в объеме 5 м^3 , замещение линейным гелем со ступенчатым тестом снижения расхода и мини-ГРП с пачкой кварцевого песка 1 т. По результатам анализа данных тестовых закачек модель ГРП была откалибрована, программа проведения ГРП изменена (увеличена доля буфера). ГРП был успешно закачан в ноябре 2014 года (рис. 3). В данный момент скважина находится в режиме эксплуатации и характеризуется высокой продуктивностью. По решению УК «Шешмаойл» эксперимент будет продолжен на других скважинах верейского горизонта.

Ограничивающими факторами проведения ГРП на геле с пониженной загрузкой геля является: а) использование преимущественно кварцевого песка и пропранта мелких фракций; б) использование облегченных пропрантов; в) ограничения по максимальной концентрации пропранта; г) ограничения по зенитному углу в интервале перфорации.

Создание трещин в пластах в значительной степени зависит от распределения напряжений в породе. В кавернозно-порово-трещиноватых карбонатных пластах распределение напряжений является по своему характеру анизотропным. Поэтому эффективность проведения ГРП и образование трещины или системы трещин зависит от степени анизотропии текущего напряженно-деформированного состояния пласта. Инициация и развитие трещин в таких пластах может

efficiency of the hydraulic fracturing job and creation of a system of fractures depends on the level of anisotropy under the current stressed and deformed state of a formation. Fracture initiation and propagation in such formations might occur in different directions depending on the orientation of natural fissures that appear on the pathway of propagating fracture. Due to this fact, hydraulic fracturing operations in such formations are mainly aimed at expanding the fracking coverage and inclusion of the maximum possible reservoir area.

Conducting hydraulic fracturing in carbonate reservoirs of the Vereiskian formation, which is interstratified by clay bands, is to a great extent stipulated by the need to create a highly-conductive canal that would link producing carbonate reservoirs together.

Table 1 shows average operational data of the stimulated wells.

As one can see, the technology allows increasing the yield of fluid by more than six times. At the same time, increase in water cut was the only factor that affected the level of oil yield. Logging conducted after the fracturing operation showed that the wells were in good technical order and fluid was coming from target perforated reservoirs.

In that context a decision was made to conduct hydraulic fracturing with the use of non-radioactive traceable proppant in order to assess fracture geometry and to find the reason for water cut increase after fracking.

Well No. 9873 is located at the Krasnooktyabrskoye oilfield of Sheshmaoil Management Company. Target interval – Vereiskian formation – is located at the depth of 909 to 947 meters and is represented by heterogeneous carbonate rock dating to Middle Pennsylvanian with interstratified clay bands. The proportion of clay bands is higher in the

происходить в разных направлениях в зависимости от количества и направленности естественных трещин, встречающихся на пути распространения трещины. В связи с этим проведение ГРП на данных пластах направлено на увеличение охвата и вовлечение максимально большей зоны объекта.

Проведение ГРП с проппантом в карбонатах верейского горизонта, переслаивающихся глинистыми пропластками, в большей степени обусловлено необходимостью создания высокопроводимого канала, объединяющего продуктивные карбонатные пропластки между собой.

В таблице 1 представлены данные по средним показателям работы освоенных скважин.

Как видно, технология позволяет получить прирост дебита жидкости более чем в 6 раз. При этом основным фактором, влияющим на величину эффекта по нефти, стал рост обводненности. Проводимые геофизические исследования в скважинах после ГРП показывали исправное техническое состояние скважин, приток выявлен из целевых перфорированных пластов.

В этой связи было принято решение и проведен ГРП с использованием маркированного нерадиоактивного проппанта для оценки геометрии трещины и выявления причин роста обводненности продукции скважин после ГРП.

Скважина № 9873 расположена на Краснооктябрьском месторождении компании УК «Шешмаойл». Интервал обработки – верейский горизонт, залегает на глубине от 909–947 м и представляет собой неоднородные карбонатные породы среднего карбона, переслоенные глинистыми прослойками. Процентное отношение глинистых включений увеличивается в верхней, малопроницаемой части интервала. Сверху (выше 900 м) пласт переходит в мощный водонасыщенный пласт карбонатных отложений (каширский горизонт). Ниже – с глубины 959 м пласт переходит в водонасыщенные карбонатные отложения (башкирский горизонт). Угол наклона ствола скважины в интервале перфорации составляет 4,1 град. Суммарная нефтенасыщенная мощность пластов Верейского горизонта составляет 4,6 м.

Скважина № 9873 Краснооктябрьского месторождения пробурена и введена в эксплуатацию в 2012 году. В декабре 2012 года на скважине проведена соляно-кислотная обработка с использованием 24%-й HCl в объеме 3 м³.

Для определения потенциальных возможностей скважины инженерами StrataGen был проведен анализ геолого-технической информации по соседним скважинам и скважине обработки, построено несколько дизайнов для определения оптимального с использованием программного обеспечения Fracpro. Из-за роста обводненности в продукции скважин после ГРП очень остро встал вопрос калибровки механических свойств пород, используемых в модели ГРП, чтобы исключить вероятность прорыва трещины ГРП в нижний обводненный горизонт. Для решения этой задачи в

Таблица 1 – Данные по средним показателям работы освоенных скважин

Table 1 – Average operational data of the stimulated wells

Количество освоенных скважин Number of stimulated wells	Средние показатели работы скважин Average operational indicators							
	До ГРП Before fracturing				После ГРП текущие на 01.12.14 After fracturing as of December 1, 2014			
	$Q_{ж}$ Q_{fluid}	$Q_{н}$ Q_{oil}	Обвод-ть Water cut	$P_{заб}$ $P_{bottomhole}$	$Q_{ж}$ Q_{fluid}	$Q_{н}$ Q_{oil}	Обвод-ть Water cut	$P_{заб}$ $P_{bottomhole}$
15	1,4	1,2	7%	7	9,5	3,6	59%	10

upper (less permeable) part of the target interval. On top of that interval (above 900 meters) the formation passes into a thick water-saturated carbonate deposit (Kashirskian stage). Below the target interval (below 959 meters) the formation passes into water-saturated carbonate deposit (Bashkirian stage). In the perforated interval borehole deviation angle is 4.1 degrees. Total oil saturated thickness of reservoirs in the Vereiskian formation is 4.6 meters.

Well No.9873 at Krasnooktyabrskoye oilfield was drilled and put into operation in 2012. In December 2012 the well was subjected to 24% HCl acid treatment. Injected volume was 3 m³.

In order to identify well potential StrataGen engineers analyzed geological and engineering data of the neighbouring wells and treatment well, as well as prepared several designs using Fracpro software. Due to increase of production fluid water cut it was important to calibrate rocks' mechanical properties that are used in the fracturing model in order to avoid the possibility of fracture propagation into the lower water-saturated horizon. In order to accomplish this task and to identify the fixed fracture height after the fracturing operation we used CARBOPROP NRT traceable proppant of 16/30 and 12/18 fraction.

As a fracturing fluid we used water-based guar-borate crosslinked system with polymer concentration of 2.8 kg/m³. The following data were obtained as a result of displacement and mini-fracturing analysis:

- ISIP – 50.6 bar
- Bottomhole closure pressure – 99.8 bar;
- Fracturing gradient – 0.11 bar/m;
- Wellhead closure pressure – 10 bar;
- Closure time – 5.6 min;
- Fluid efficiency – 36%;
- Estimated effective pressure – 40 bar.

As a result of stepwise flow rate reduction test, friction pressure drop in the bottomhole area was 45 bar, in the perforation area – 0 bar. Data analysis revealed that test results are close to the

качестве расклинивающего агента было решено использовать маркированный проппант CARBOPROP NRT размером 16/30 и 12/18 для определения закрепленной высоты трещины после ГРП.

В качестве жидкости ГРП применялась гуаро-боратная сшитая система на водной основе с концентрацией полимера 2,8 кг/м³. По результатам анализа замещения и мини-ГРП получены следующие данные:

- ISIP – 50,6 атм;
- Забойное давление смыкания – 99,8 атм;
- Градиент разрыва – 0,11 атм/м;
- Давление смыкания на устье – 10 атм;
- Время смыкания – 5,6 мин;
- Эффективность жидкости – 36%;
- Расчетное эффективное давление – 40 атм.

По результатам теста ступенчатого снижения расхода потери давления на трение в призабойной зоне пласта составили 45 атм, в перфорации потери составили 0 атм. После анализа данных полученных на мини-ГРП, в связи с получением близких к дизайну параметров обработки, было принято решение оставить расписание основной закачки без изменений.

Перед проведением ГРП на данной скважине также проводился акустический каротаж с целью определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона. По данным акустических исследований, динамический модуль Юнга для карбонатных коллекторов составил в среднем $3,8 \cdot 10^4$ МПа, для глинистых отложений выше интервала обработки – $2,5 \cdot 10^4$ МПа, пересчетный статический модуль Юнга для карбонатных коллекторов составил примерно $2 \cdot 10^4$ МПа, для глинистых отложений выше интервала обработки – $1,2 \cdot 10^4$ МПа, что характеризует рассматриваемые карбонатные породы как более твердые в сравнении с глинистыми породами, т.е. вероятность вдавливания проппанта в глинистую породу больше, чем вероятность его вдавливания в карбонатную породу.

По результатам ГИС высота трещины с максимальной проводимостью составила 16 м (в интервале глубин 934,3–950,4 м), однако высота откалиброванной модели трещины несколько выше, так как программа моделирования ГРП считает проводимой область с наименьшей предельной концентрацией проппанта, необходимой для создания проводимости трещины с учетом вдавливания проппанта, повреждения геля и других эффектов. Наименьшая предельная концентрация проппанта по умолчанию равна 1,0 кг/м², т.е. немного меньше, чем сплошной монослой проппанта 20/40. Авторы некоторых недавно опубликованных

Таблица 2 – Геологические данные вскрытого пласта/параметры работы скважины

Table 2 – Reservoir geological data / well parameters

Пластовое давление – начальное / текущее	МПа	3,2 / 3				
Reservoir pressure – initial / current	MPa	3,2 / 3				
Текущее забойное давление	МПа	1				
Current bottomhole pressure	MPa	1				
Динамический / статический уровень	м	922 / 585				
Dynamic / static level	m	922 / 585				
Коэффициент продуктивности	м/сум	0,089				
Productivity index	tons/day	0,089				
Накопленная добыча:	нефти (т) / воды (м ³)	1204 / 1474				
Cumulative production	oil (tons) / water (m ³)	1204 / 1474				
Ожидаемый прирост от ГРП		3				
Expected gain as a result of hydraulic fracturing		3				
Текущее состояние по скважине за 6 месяцев предыдущей эксплуатации						
Current well conditions over the period of recent 6 months						
дебит жидкости	м ³ /сум	3,9 / 2,2 / 2,3 / 2,0 / 1,7 / 1,6				
Fluid yield	m ³ /day	3,9 / 2,2 / 2,3 / 2,0 / 1,7 / 1,6				
дебит нефти	т/сум	3,2 / 1,9 / 2,0 / 1,7 / 1,5 / 1,4				
Crude yield	tons/day	3,2 / 1,9 / 2,0 / 1,7 / 1,5 / 1,4				
обводненность	%	12 / 8 / 8 / 8 / 5 / 5				
Water cut	%	12 / 8 / 8 / 8 / 5 / 5				
Пористость	%	15,0				
Porosity	%	15,0				
Средняя нефтенасыщенность	%	63,1				
Mean oil saturation	%	63,1				
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа.с	759				
In-situ oil viscosity	mPa.s	759				
Текущее состояние по соседним скважинам (по пласту)						
Current status of the neighbouring wells (in the reservoir)						
Скважина № 9874		1,5	1,3	6	0,05	36 / 6
Well No.9874		1,5	1,3	6	0,05	36 / 6
Скважина № 9872		1,6	1,3	14	0,08	32 / 11
Well No.9872		1,6	1,3	14	0,08	32 / 11

designed mini-fracturing treatment parameters, therefore, it was decided to leave main injection schedule without any changes.

Before the fracturing operation an acoustic logging was done in this well in order to determine Young's modulus and Poisson's ratio. According to acoustic logging, dynamic Young's modulus for carbonate reservoirs is, on average, $3,8 \cdot 10^4$ МПа, for clay bands located above the treatment interval – $2,5 \cdot 10^4$ МПа. Static Young's modulus for carbonate reservoirs was about $2 \cdot 10^4$ МПа, for clay bands above the treatment interval – $1,2 \cdot 10^4$ МПа. Such results describe carbonate rock as harder one compared to clay band, i.e. the probability of proppant embedment into the clay band is higher than the probability of proppant embedment into the carbonate rock.

Logging data showed that the height of fracture with maximum conductivity was 16 meters (934.3–950.4 meters interval). However, in the calibrated model the fracture is higher, since the fracturing simulation software considers an area to be conductive, if it contains minimum necessary proppant concentration for ensuring

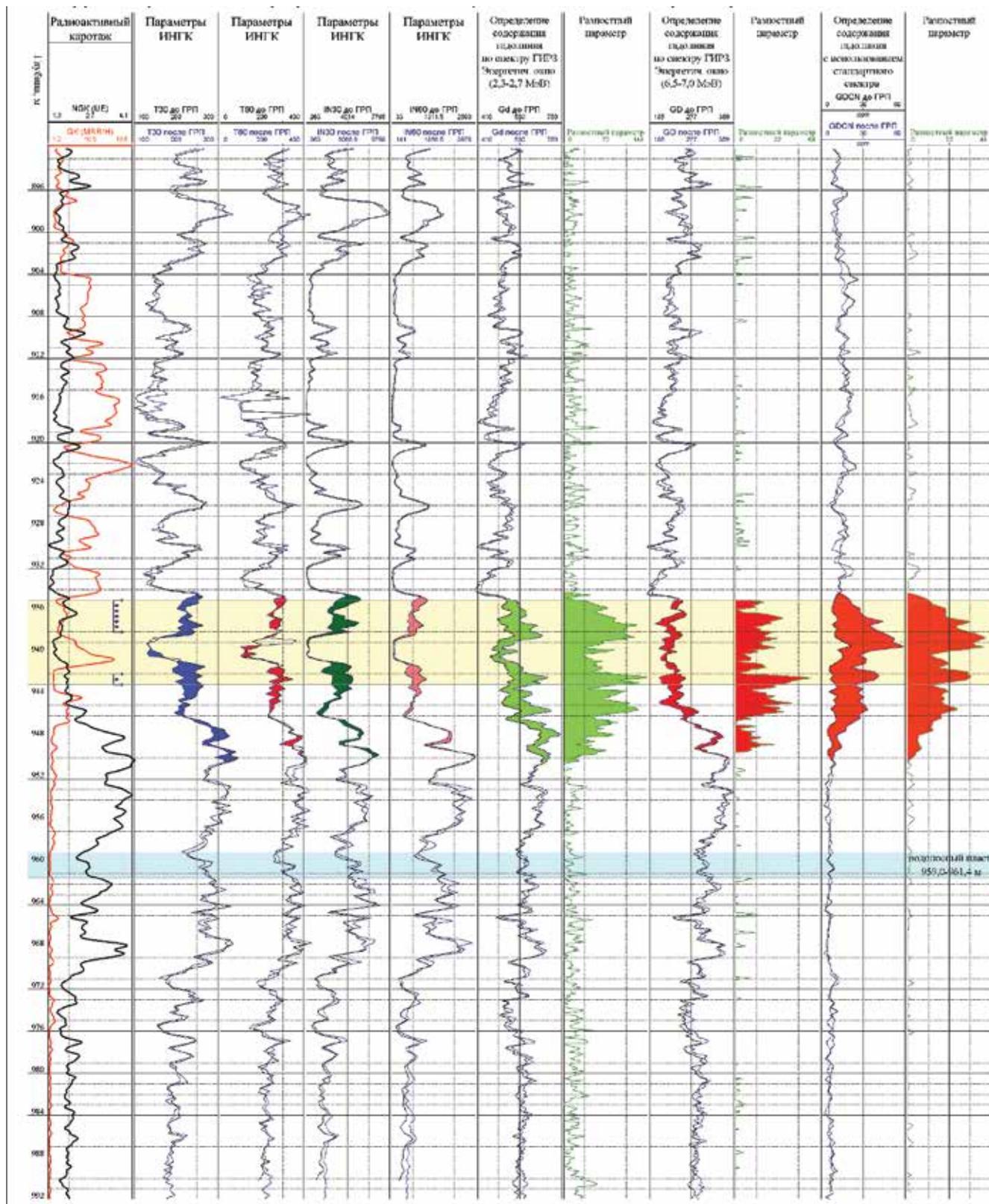


Рисунок 4 – Результаты исследований ИНПК и ИНПК-С (С/О каротаж)
Figure 4 – Results of pulsed neutron gamma logging and pulsed neutron gamma spectral logging (carbon/oxygen logging)

научных статей считают, что для создания хорошо проводимой трещины минимальная концентрация пропанта должна составлять 2,5 кг/м². То есть при наличии мягких пород нижний порог концентрации должен быть выше из-за более интенсивного вдавливания пропанта в породу. На представленном ниже рисунке (рис. 4) высота с

fracture conductivity, with account of proppant embedment, gel damage and other effects. By default, minimum necessary proppant concentration is considered to be 1.0 kg/m², i.e. a bit less than complete monolayer of 20/40 proppant. Some authors of recently published scientific articles believe that in order to ensure

наибольшей проводимостью трещины, наиболее приемлемая для фиксации геофизическими приборами, также составляет порядка 16 м. Таким образом, отсутствие заметной для приборов ширины трещины выше интервала перфорации может быть связано с наличием мощных глинистых отложений в кровле пласта, что также объясняется их плохими фильтрационно-емкостными свойствами. Низкие утечки в глинистых породах создают условия для ухудшения транспортировки смеси с пропантом, несмотря на создаваемый в них гидравлический канал во время ГРП.

После ГРП скважина осваивалась длительное время, в течение двух месяцев обводненность продукции составляла 98%. После чего обводненность начала снижаться и на данный момент в среднем составляет 70%.

Помимо оценки геометрии трещины, основной целью также являлось выявление причин роста обводненности продукции скважины после ГРП. В процессе комплекса ГИС на скважине № 9873 был проведен СО-каротаж, по данным которого была определена величина нефтенасыщения, равная по пропласткам от 23 до 72%, что объясняет высокую обводненность продукции после ГРП и исключает предположение о прорыве трещины в нижележащую водонасыщенную зону.

На рисунке 5 приводится геометрия калиброванной модели трещины по дизайну перед ГРП и калиброванная модель трещины по результатам мини-ГРП на рис. 6.

Применение новых технологии ГРП на скважинах верейского горизонта позволило

good fracture conductivity minimum proppant concentration should be 2.5 kg/m². It means that if we have a soft rock, lower threshold of proppant concentration should be higher due to more intensive proppant embedment into the rock. The figure (Fig. 4) shows that the height of fracture with maximum conductivity, which can be best recorded by logging tools, is also around 16 meters. Thus, absence of recordable fracture width above the perforation interval may be due to thick clay deposits in the top of the formation, what can also be explained by their poor porosity and permeability properties. Low leakages in clay rock create conditions for poor transportation of proppant mixture despite the hydraulic canal that is created during the fracturing operation.

Well stimulation took quite a time after fracturing job. During two months water cut level was 98%; after that water cut started to reduce and is currently at the level of 70%, on average.

Besides assessment of fracture geometry, our aim was to find the reasons for increase in water cut after hydraulic fracturing job. Within the framework of logging operations a carbon-oxygen logging was conducted at well No.9873, which helped to identify the degree of oil saturation in different layers, varying from 23% to 72%. This explains high water cut of the production fluid after hydraulic fracturing and does not confirm the hypothesis of fracture breakthrough into the underlying water-saturated area.

Figure 5 shows calibrated model fracture geometry according to the design before hydraulic

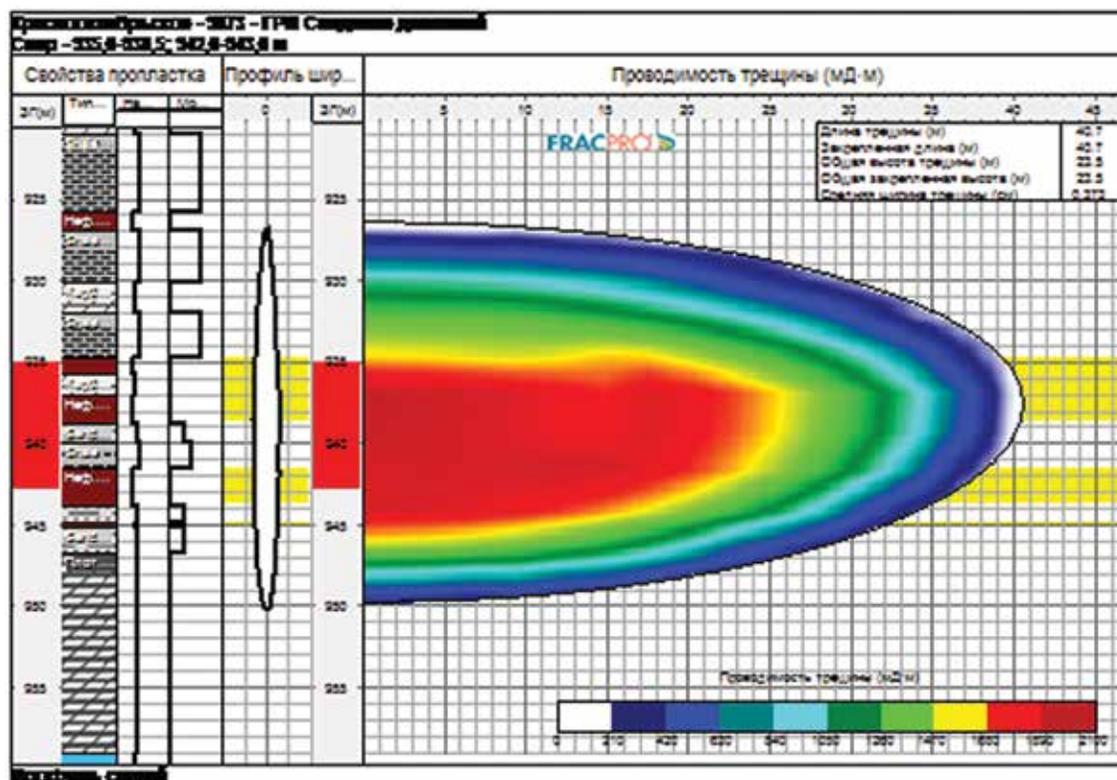


Рисунок 5 – Плановая геометрия трещины
Figure 5 – Designed fracture geometry

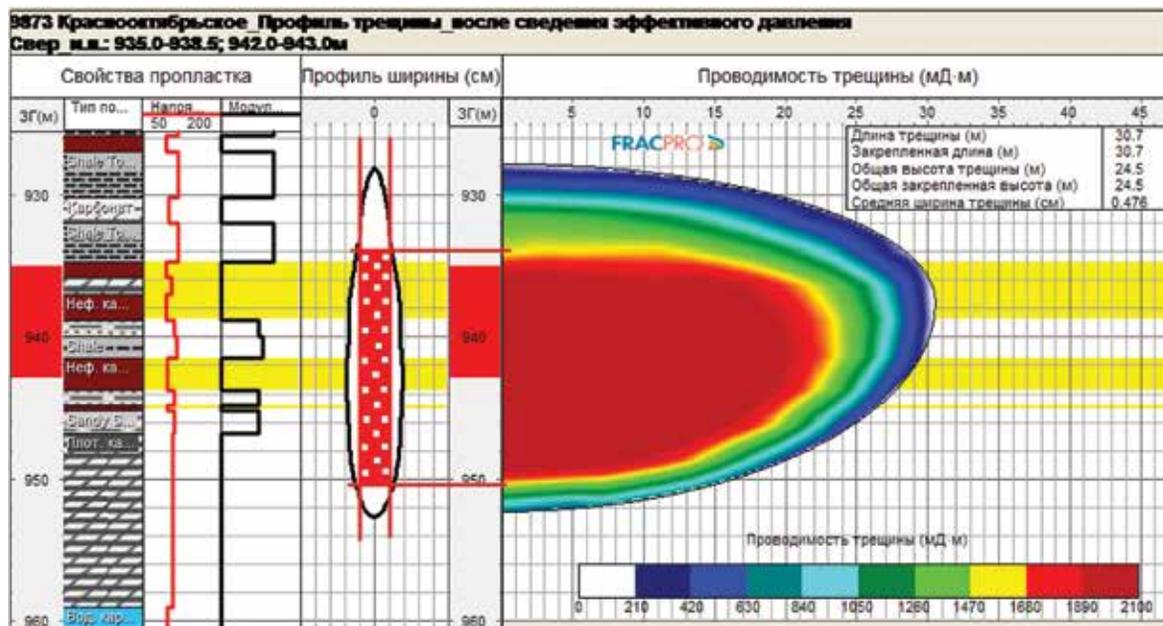


Рисунок 6 – Геометрия трещины, откалиброванная по результатам мини-ГРП
Figure 6 – Fracture geometry, calibrated as a result of mini-fracturing

повысить эффективность работ по интенсификации добычи нефти, увеличить, а также вовлечь в разработку пропластки, которые ранее считались трудноизвлекаемыми.

Более глубокий исследовательский и инженерный подход позволил найти ключ к эффективной разработке запасов нефти карбонатного верейского горизонта. Теперь стоит задача по повышению эффективности данных методов, есть планы опробовать новые технологии, такие как гель с низкой загрузкой гуара или даже Slickwater (вода с понизителем трения), облегченный проппант, комбинирование линейного и сшитого геля, повышение скорости закачки, подбор специального графика и ряд других.

С другой стороны, получение положительного эффекта в результате применения новых технологий ГРП, учитывая дополнительную важную информацию об объекте, которую мы получаем в процессе закачек, в совокупности с геологическими особенностями, проведением дополнительных исследовательских работ может стать обоснованием для применения налоговых льгот на добычу нефти по аналогичным объектам. Это послужит стимулом для внедрения высокотехнологичных мероприятий, таких как ГРП, отличающихся высокой стоимостью.

Авторы выражают признательность УК «Шешмаойл» за возможность публикации этой статьи. Отдельную благодарность авторы выражают инженерам-консультантам компании StrataGen за инженерное сопровождение, анализ данных и поддержку в течение всего проекта. ☉

fracturing. Figure 6 shows a calibrated fracture model based on the results of mini-fracturing.

Application of new hydraulic fracturing technologies at the wells of Vereiskian formation allowed improving efficiency of oil production stimulation, increasing oil recovery factor, as well including into the production process those reservoirs that were previously considered hard to recover.

Deeper research and engineering approach helped to find a 'key' to efficient recovery of oil deposits from Vereiskian formation. At present there is a task to further improve efficiency of these methods; there are plans to try new technologies such as gel with lower guar concentration or even Slickwater (water with friction reducer), lightweight proppant, combination of linear and crosslinked gel, increase in injection rate, choosing special schedule and some others.

Positive effect of new technologies application, taking into account important information about reservoirs and wells that we get during the injection process, in combination with geological peculiarities and additional research and exploration could become a good ground for obtaining tax relief for oil recovery from similar wells and reservoirs. This will serve as an incentive for application of costly high-tech methods, like hydraulic fracturing.

The authors would like to express appreciation to Sheshmaoil Management Company for the possibility to publish this article. Separate acknowledgements go to engineers of StrataGen for their engineering assistance, data analysis and support throughout the project. ☉



*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 длинномерной трубы
- Поставка оригинальных запасных частей и импортной комплектации, в том числе с регионального склада в г. Сургут

На площадях склада имеется **широкий ассортимент оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП.**

Мы постоянно расширяем ассортимент продукции, что в ближайшее время позволит удовлетворять любые Ваши запросы.

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

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ

HYDRAULIC FRACTURING USING JET PUMPS

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик, И.Б. БУРКИНСКИЙ, д. т. н., А.И. КУЧЕРУК, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu. BALAKIROV, D.Eng., professor, member of the Academy of Sciences; I. BURKINSKIY, D.Eng.; A. KUCHERUK, Yug-Neftegaz LLC

Недостатком всех широко распространенных способов проведения гидравлического разрыва пласта является то, что высокому давлению подвергаются не только скважины, обрабатываемые с поверхности, но и скважины, находящиеся с ними по соседству. Если ГРП производят в старых скважинах, длительно действовавших в различные периоды выработки нефтяного пласта, то выдерживать скважину под большим давлением весьма сложно с точки зрения нарушения трещин и цементного участка ее заколонной цепи в области направляющей колонны, которая, в отличие от эксплуатационной колонны, крепится с меньшим знаком прочности. А там, где тонко, всегда можно ожидать порыва обсадной колонны труб.

Кроме того, к числу недостатков следует отнести то обстоятельство, что мобильные агрегаты флота неодновременно набирают нужное проектное давление, и такая несогласованность негативно воздействует на крепь скважины и расшатывает колонну обсадных труб.

Избежать негативных явлений можно, если использовать флот ГРП только частично, например, применять всего один насосный агрегат с высоким давлением – до 100 или 120 МПа в зависимости от глубины скважины. Остальные насосные агрегаты флота могут оказаться лишними.

Создать трещину в теле пласта, оказывается, можно, и если для проведения ГРП в зону залегания продуктивного нефтяного или газоносного пласта опустить колонну труб со скважинными струйными насосами.

В журнале «Время колтюбинга» № 3 (49) («ГРП – «руками» самой скважины», Балакиров Ю.А., Мамедов Ф.С.) читатели уже получили информацию о возможности проведения ГРП без применения специального флота, состоящего из множества энергонасыщенных мобильных агрегатов – 8–15 и более единиц в зависимости от вида работ.

Авторы той публикации, вдохновленные свежей идеей, предлагали плавное аккумулярование давления в скважине от оригинального гидроимпульсного устройства, которое, собственно говоря, и является гидроимпульсным насосом. Но позже, когда идея отстоялась,

А flaw in all widely used methods of hydraulic fracturing is that high pressure is applied not only to the wells that are treated from the surface but also to the adjacent wells. If hydraulic fracturing is performed in old wells with longstanding history of reservoir recovery, then it is very difficult to ensure that the well endures the pressure in terms of failure of the fracture and the cemented section of its behind-the-casing chains in the area of the conductor string which, unlike the production string, is fixed with a lower strength value. And where there is a 'weak link,' you can always expect a rupture in the casing string.

Among other flaws is the fact that mobile fleet units do not build up the required design pressure simultaneously and such inconsistency has an adverse impact on the well support and upsets the casing string.

It is possible to avoid adverse effects by using fracing fleet only partially, e.g. using only one 100–120 MPa high-pressure pump unit depending on the depth of the hole. The remaining fleet units may be redundant.

It turns out that it is possible to create a fracture in the body of the formation if in order to perform hydraulic fracturing a pipe string with hydraulic jet pumps is lowered into a producing oil or gas-bearing bed.

In Coiled Tubing Times #3(49) (Hydraulic Fracturing – By the hand of the well itself authored by Yu.A. Balakirov, F.S. Mamedov) the readers already received information about the possibility to perform hydraulic fracturing without using special fleet consisting of numerous energy-intensive mobile units – 8 to 15 or more units depending on the type of operations.

The authors of that publication inspired by the fresh idea suggested smooth pressure build-up in the well from the original mud-pulse system which is actually the mud-pulse pump. But later when the idea settled, the authors took into account that any production units in oil and gas associations and divisions readily implement only certified and not 'handmade' equipment.

That is why instead of the mud-pulse system, jet pumps were suggested – which are well known

авторы приняли во внимание, что любые производственные структуры в системе нефтегазовых объединений и управлений охотно внедряют только сертифицированное оборудование, но не какие-то самоделки.

Поэтому вместо гидроимпульсного устройства были предложены к использованию известные в технике струйные насосы, являющиеся своего рода побратимами гидроимпульсных насосов, поскольку и те, и другие относятся к классу инерционных насосов.

В заводском исполнении и сертифицированном виде имеется множество моделей струйных насосов как отечественного, так и зарубежного производства.

Известно, что струйные насосы относятся к типу инерционных насосов [2], поскольку для их работы необходимо с поверхности скважины нагнетать силовую жидкость в необходимом количестве (это должно быть предусмотрено в проекте воздействия для осуществления ГРП).

С помощью струйных насосов возможно без ослабления крепи скважины и расшатывания обсадной колонны труб плавно набрать давление до горного, при котором будет создаваться трещина для стимуляции притока. И это не единственное преимущество использования струйных насосов для проведения ГРП. Другая важная сторона – при использовании скважинных насосов для освоения и вызова притока флюидов из пласта в скважину отпадает необходимость привлечения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

При выборе струйных насосов нужно следить за тем, чтобы они по своим размерам соответствовали диаметрам эксплуатационных колонн 140 мм и 168 мм; производительность их должна обеспечивать подъем на поверхность скважины до 20–150 м³ жидкости в сутки.

Очень важно также, чтобы превенторное оборудование на устье скважины было способно моментально погасить перелив пластовой жидкости на поверхность. Нелишне будет еще раз отметить: устьевые превенторы и все элементы запорного устройства должны быть готовы в любой момент включиться в работу и исключить перелив флюида на поверхность.

И еще: на стадии подготовки работ очень важно правильно выбрать не столько саму скважину-кандидата, сколько то место в пластовой системе, которое позволит собирательно использовать трещину ГРП для повышения дебита скважины действием «пучка» гидродинамической энергии на площади бывших и погребенных речных массивов и газовых окаменевших скоплений.

Алгоритм проведения процессов в случае применения струйных насосов такой же, как и при использовании гидроимпульсных насосов.

in the field of engineering and are a kind of sworn brothers of mud-pulse pumps since both belong to the category of inertial pumps.

There are many as-built and certified models of jet pumps manufactured both domestically and overseas.

It is a known fact that jet pumps fall in the category of inertial pumps as for their operation it is necessary to force the load-bearing fluid in the required amount from the well surface (this should be envisaged in the stimulation plan for hydraulic fracturing).

Using jet pumps it is possible without weakening the well support and upsetting the casing string to smoothly build the pressure up to the formation pressure at which the fracture will be created for stimulation purposes. And this is not the only advantage of using jet pumps for hydraulic fracturing. Another important aspect is that using borehole pumps for well development and stimulation of fluid influx from the formation into the well eliminates the need to engage well-servicing and workover teams.

When choosing jet pumps it is necessary to make sure that their size corresponds to the diameter of the production string of 140 mm and 168 mm; their capacity should ensure bringing of 20–150 m³ of fluid

С помощью струйных насосов возможно без ослабления крепи скважины и расшатывания обсадной колонны труб плавно набрать давление до горного, при котором будет создаваться трещина для стимуляции притока.

Using jet pumps it is possible without weakening the well support and upsetting the casing string to smoothly build the pressure up to the formation pressure at which the fracture will be created for stimulation purposes.

to the well surface per day.

It is also very important to ensure that blowout preventers at the well head are capable to instantaneously cancel the overflow of the formation fluid to the surface. It is also worth mentioning again that wellhead blowout preventers and all elements of the locking device should be ready to switch into operation at any moment and prevent the overflow of the fluid to the surface.

One more thing: at the stage of preparation for operations it is very important to correctly choose not so much the prospective well as the location in the formation system that will allow for aggregate use of

АЛГОРИТМ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРИ УПРАВЛЯЕМОМ С ПОВЕРХНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА

1. Выбор скважин производится путем тщательного анализа работы действующих нефтяных и газовых скважин с акцентированием малодебитных по нефти и газу скважин, при этом принимаются во внимание обводненность продукции скважин, тенденции к преобразованию и другие негативные последствия.
2. Выбранные скважины должны быть расположены от ВНК до ГНК на расстоянии более 500–800 м во избежание обводненности и загазованности из-за возможного прорыва в зону водонефтяного контакта и газовой шапки пластовой системы.
3. Выбранные скважины должны быть сертифицированы индикаторными диаграммами и кривыми восстановления давления для определения продуктивности скважин (с обязательным определением скин-фактора) в случае стационарного и нестационарного притоков флюидов из пласта в скважину.
4. Эксплуатационные колонны выбранных скважин должны быть герметичными и выдерживать при необходимости опрессовочное давление, а также должны быть оборудованы противовыбросовыми превенторами.
5. Желательно до начала гидравлического разрыва провести гамма-нейтронный каротаж, чтобы быть уверенными в исправности интервала перфорации и его работоспособности.
6. После выбора скважин диаметрами 140 и 168 мм для осуществления проведения ГРП по предлагаемой технологии в скважину спускаются струйные насосы с диаметрами соответственно 140 и 168 мм на глубину ПЗП. Проводится гидравлический разрыв пласта по стандартной технологии с закрепителем трещины.

Предлагаемая технология носит отраслевой характер и позволяет в значительной степени усовершенствовать излюбленный специалистами способ повышения производительности нефтяных и газовых скважин и тем самым увеличить нефте- и газоотдачу пластовой системы в целом. ☉

the fracturing crack to increase well flow rate using the hydrodynamic energy 'beam' in the area of former and buried rivers and gas petrified accumulations.

When using jet pumps the process algorithm is the same as in the case of mud-pulse pumps.

PROCESS ALGORITHM FOR SURFACE-CONTROLLED HYDRAULIC FRACTURING

1. The well is chosen by thorough analysis of the operation of existing oil and gas wells with focus on low oil and gas flow rate wells with account for water cut, tendency for transformation and other adverse consequences.
2. The chosen wells should be located – from water-oil contact to gas-liquid contact – at a distance of over 500–800 m to avoid water cutting and gas accumulation due to possible breakthrough into the water-oil contact zone and gas cap of the formation system.
3. The chosen wells should be certified with indicator diagrams and pressure build-up curves to determine the well productivity (with mandatory determination of the skin factor) in case of steady and non-steady influx of fluids from the formation into the well.
4. The production strings of the chosen wells should be air-tight and endure, if necessary, the test pressure and be equipped with blowout preventers.
5. It is preferable prior to starting the hydraulic fracturing to run a gamma-neutron log to make sure that the perforation interval is operational.
6. After choosing the wells with diameters of 140 and 160 mm for hydraulic fracturing the suggested technique requires lowering of jet pumps with diameters of 140 and 168 mm respectively into the well to the depth of the bottom-hole formation zone. Then the hydraulic fracturing is performed according to the standard method using propping agents.

The suggested technique is industry-specific and improves considerably on the method of increasing oil and gas well productivity favored by many specialists and, hence, enhances oil and gas recovery from the formation system on the whole. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Недра, 1974.
2. Балакиров Ю.А., Бугай Ю.Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче. – Киев: МНТУ, 2001.



АТЫРАУ OIL & GAS

14-я Северо-Каспийская
региональная выставка
“Атырау нефть и газ”

14-16 апреля 2015

Спорткомплекс Атырау
Атырау • Казахстан



www.oil-gas.kz
www.atyrauoilgas.com
www.oiltech-atyrau.com

Региональное событие глобальной индустрии



ITE (Лондон)
ITECA (Алматы)
GIMA (Гамбург)

Тел.: +44 (0) 20 7596 5000
Тел.: +7 (727) 258 34 34
Тел.: +49 (0) 40 235 24 201

Факс: +44 (0)20 7596 5106
Факс: +7 (727) 258 34 44
Факс: +49 (0) 40 235 24 410

E. oilgas@ite-exhibitions.com
E. oil-gas@iteca.kz
E. freckmann@gima.de

Избранные тезисы 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»*

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference*

**Часть 1 была опубликована в «ВК» № 50.*

**The first part of the article was published in the CCT № 50.*

Опыт применения колтюбинговых технологий на месторождениях Татарстана

*Р.М. АХМЕТШИН, главный инженер,
ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»*

Сегодня на месторождениях Татарстана 25% всех капитальных ремонтов скважин выполняется с применением колтюбинга. В среднем проводится около 1000 ремонтов в год. Накопленный опыт позволяет проводить широкий спектр работ. Это управление разработкой нефтяных залежей; интенсификация процессов притока; специальные работы. С развитием технологии бурения и эксплуатации горизонтальных скважин проводится много опытно-промышленных и экспериментальных работ.

С целью повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин, выявления источников обводнения, неработающих участков увеличивается потребность проведения геофизических исследований в таких скважинах. С 2013 года для доставки геофизических приборов в горизонтальный участок ствола скважины применяется гибкая труба с запасованным в нее трехжильным геофизическим кабелем. Для создания депрессии используются эжекторные устройства УЭГИС (струйный насос) со съемной вставкой, позволяющей загерметизировать ГНКТ в струйном насосе. К настоящему времени проведено 36 исследований. Успешность работ по доставке приборов составляет 95%.

Горизонтальное бурение и МГРП становятся все более распространенными операциями в разработке низкопроницаемых нефтеносных пластов. Данная технология заключается в проведении определенного количества операций ГПП через ГНКТ с последующим ГРП. Первые опытные работы ГПП и ГРП были проведены на

Case records of coiled tubing technologies application at the fields of Tatarstan

Rubin ACHMETSHIN, Chief Technology Officer, Tatneft-AktyubinskRemService, LLC

Today, at the fields of Tatarstan about 25% of all well workover operations are performed with coiled tubing (CT) application. An average of 1,000 workover operations is performed annually. Experience gained during these operations allows to carry out a wide range of workover jobs. Among them one can find reservoir management, enhanced oil recovery and rigless operations. With drilling and horizontal wells operation technologies evolving, a large number of pilot projects are realized.

In order to increase the efficiency of horizontal wells operation, identify the sources of water troubles and non-productive intervals, one has to perform well logging operations in such boreholes. Starting from 2013, the conveyance of logging tools into horizontal sections of wells is performed by our company with the application of CT and three-core logging cable injected into it. UEGIS ejection units (jet pumps) equipped with removable insert that allow to seal CT in the jet pump are used for creation of depression. A total of 36 well logging operations have been performed so far. The success rate is 95%.

Horizontal drilling and multi-stage fracturing operations are becoming more and more used for development of low-permeability reservoirs. The technology involves performing a given number of hydraulic jet perforations using CT with subsequent hydraulic fracturing of perforated intervals. First pilot surveys of this technology have been performed in the well of Romashkinskoe oilfield operated by Aznakaevskneft. One more technology that is used by Tatneft-Remservice involves milling a liner shoe and horizontal well reconditioning. We have recently started to perform milling of multi-stage frac ports as well.

скважине Ромашкинского месторождения НГДУ «Азнакаевскнефть». Еще одна используемая нами технология – фрезерование башмака хвостовика и восстановление горизонтального ствола. Также мы начали заниматься разбуриванием портов многостадийного ГРП.

В Татарстане ведется активная разработка битумных месторождений парагравитационным методом добычи. В конструкции битумных скважин применяется фильтр – хвостовик диаметром 168 мм, имеющий пустотелые дюралевого заглушки, которые удаляются перед вводом скважины в эксплуатацию. Первоначально удаление заглушек проводилось буровой бригадой с наклонной установки К-2000 спуском фрез-долота на бурильных трубах. Мы начали работы с использованием гибкой трубы диаметром 38,1 мм, но на глубинах более 900 м труба складывалась и не доносила нагрузку на забойный двигатель. Перешли на гибкую трубу большего диаметра – 44 мм, в результате проблема была снята. Продолжительность работ снижена в два раза по сравнению с работами с использованием буровой установки.

Ловильные операции с ГНКТ на скважинах с АВПД – опыт Западной Сибири

Дмитрий КОШКИН, Дмитрий ЯНЧУК, Константин БУРДИН, Павел БРАВКОВ, Дмитрий СЕРИКОВ, «Шлюмберже»

Сложные ловильные операции были выполнены на газовых скважинах с АВПД для крупнейшего российского независимого производителя природного газа в Западной Сибири. Скважины были нам переданы в следующем состоянии: первая во время проведения геофизических работ была заморожена, и произошел обрыв инструмента, во второй скважине были оставлены инициированные перфораторы вследствие образования гидратов. Обе скважины более трех месяцев находились в ожидании начала проведения ремонтных работ.

Флот ГНКТ, состоящий из надежного и проверенного оборудования, подходящего для выполнения работ в сложных климатических условиях, вместе с обученным персоналом и опытными специалистами был мобилизован на месторождение. Особое внимание уделялось выбору ловильного инструмента и разработке детальной пошаговой процедуры, что в конечном итоге и привело к успеху всей операции.

Суммарно пять недель потраченного времени и 46 спуско-подъемных операций обеспечили долгожданный результат – геофизическая сборка с остатками кабеля и пригрузами общей длиной 25,2 м (82,7 фута) на одной скважине и перфораторы с утяжелителями общей длиной 15,7 м (51,5 фута) на другой скважине были успешно извлечены на поверхность. Продуктивность высокодебитных скважин была полностью

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Active development of bitumen oilfields is currently being performed in Tatarstan using steam-assisted gravity drainage technique. The technology involves utilization of a 6-5/8 in. slotted liner that has hollow light-alloy plugs which have to be removed prior to well commissioning. Originally, the removal of plugs was under the responsibility of a drill crew. K-2000 slant drilling rig has been usually used for lowering of a mill into well. We have started to use 1-1/2 in. CT for plugs removal, but at the depth of more than 2,950 ft. CT string has been collapsing all the time. After switching to 1-3/4 in. CT, the problem has been resolved. The duration of operations has been reduced by two times in comparison with jobs performed by a drill crew.

CT fishing campaign on HPHT gas wells – Siberian experience

Dmitry KOSHKIN, Dmitry YANCHUK, Konstantin BURDIN, Pavel BRAVKOV, Dmitry SERIKOV, Schlumberger

Heavy duty fishing operations were performed on HPHT gas wells for a major independent gas producer, located far north of Western Siberia, Russia. One well was shut in with a logging tool string and a second well was plugged with initiated perforators left in hole. Both wells were waiting for a solution for more than three months.

A CT fleet, consisting of reliable and suitable units for working in harsh environmental, together with skilled crew and experienced specialists, was mobilized to the field. Special attention was focused on the selection of downhole tools, as well as the planning and development of the step-by-step fishing procedure attributed to the success of the operations.

Five weeks of total spent time and 46 various runs provided a long-awaited result – the logging string and geophysical cable with a total length of 82.7 ft (25.2 m) on one well and perforators, weight bars and cable with a total length 51.5 ft (15.7 m) on the second well were successfully retrieved to the surface. Operation of the high-productions gas wells was fully restored for further planned intervention.

The following substandard conditions added to the challenges during fishing operations in both wells:

- long and hard ice hydrate plugs;
- completely frozen-in hydrate tools and cable;
- 6906.7 psi (47.6 MPa) pressure differential across the fish;
- restriction with ID limited 2.52 in (64 mm) and partially plugged SSSV;
- lack of confident information about the situation in the wellbore;
- equipment limitations due to wellhead stack height. The combination of team-work and technical

восстановлена, а скважины готовы к выполнению дальнейших запланированных работ.

На обеих скважинах присутствовали следующие нестандартные условия и ограничения:

- протяженная и твердая гидратная пробка;
- полностью замороженный оставленный инструмент и кабель;
- перепад давления в ~47.6 МПа под пробкой;
- сужение в скважине с проходным диаметром 64 мм;
- частично заблокированный клапан-отсекатель;
- отсутствие достоверной информации о текущем состоянии скважины;
- ограничения оборудования, связанные с необходимой высотой лубрикаторов.

Комбинация командной работы и технических решений обеспечила успешное устранение проблемы. Ловильные операции были выполнены с соблюдением всех требований техники безопасности и без производственных инцидентов, а результат превзошел все ожидания заказчика.

Опыт внедрения оборудования для ПНП

Н.В. МАКСИМОВИЧ, заместитель начальника отдела нагнетательного оборудования, Група ФИД

Для увеличения нефтеотдачи скважин, находящихся на позднем этапе разработки, необходимы технологии повышения нефтеотдачи и техника, которая реализует эти технологии. Группа ФИД разработала и производит такую технику.

Комплекс насосный приготавливающий КНП1 предназначен для непрерывного приготовления и закачки в скважину осадкогелеобразующих композиций с точным учетом расхода и дозировки сыпучих и жидких химреагентов. Применяется при проведении работ с использованием потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки месторождений. Все оборудование комплекса работает от трехфазной сети 380V и смонтировано в двух изотермических фургонах, расположенных на отдельных прицепах. Системы комплекса снабжены электроприводами. Все операции по приготовлению и закачке композиций контролируются системой автоматического управления, которая обеспечивает взаимодействие составных частей комплекса, дозирование, смешивание и позволяет регистрировать, визуализировать и документировать (создавать отчеты) все параметры технологического процесса. Комплекс КНП1 имеет возможность одновременно дозировать два сухих и три жидких химреагента.

Расход макс. 9 м³/час.

Давление при макс. расходе – 30 МПа.

Технические особенности комплекса:

- Полная автоматизация алгоритмов работы;
- Широкий выбор рецептур приготавливаемых

Избранные тезисы 15-й Международной научно- практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»



solutions enabled the successful resolution of the problems, the campaign was completed without any HSE and SQ issues and the customer was satisfied with the results.

Experience of EOR equipment implementation

Nikolay MAKSIMOVICH, Deputy Head of Pumping Equipment Department, FID Group

To increase oil recovery of wells being on the late stage of development, one needs enhanced oil recovery (EOR) technologies and equipment that will implement these technologies. FID Group has developed and is now manufacturing the following equipment.

KNP1 pumping and mixing complex is intended for continuous knocking up and injection of sediment-gel forming agents into well with accurate discharge and dosing rates recording. The complex can be used during operations that require application of flow deviation technologies, which are necessary for flow stimulation of heterogeneous formations at the brownfields. All equipment units of the complex operate off the 380V supply line and are mounted on two separate trailers with insulated bodies. All systems of the complex have electric drives. All operations are monitored by an automatic control system that provides communication between different parts of the complex, batching, mixing, and allows registration, visualization, and recording (reports creation) of all process variables. KNP1 complex is able to simultaneously batch two dry and three liquid chemicals.

Max. discharge rate is 9 cubic meters per hour.

In such case, maximum pressure is 30 МПа.

Technical features of the complex:

- Full automation of operation;
- Wide range of prepared compositions formulation;
- The ability to work with various EOR techniques;

- композиций;
- Возможность работы с различными технологиями повышения нефтеотдачи пластов;
- Возможность контроля качества приготавливаемой композиции (поточный вискозиметр, плотномер, термометр);
- Возможность использования блоков комплекса по отдельности;
- Наличие системы подготовки жидкости (очистка от взвешенных частиц, органических загрязнений, соединений железа (до 5 мг/л)). Возможна модернизация комплекса согласно требованиям заказчика.

Опыт проведения кислотной обработки в осложненных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона России

Рифат КАЮМОВ, Андрей КОНЧЕНКО, Алексей БАЙРАМОВ, Артем КЛЮБИН, Олеся ЛЕВАНЮК, «Шлюмберже»; Андрей ЧИКИН, Владислав ФИРСОВ, Евгений НИКУЛЬШИН, «Роснефть»

Волго-Уральский бассейн – один из крупнейших нефтедобывающих регионов в России. Оренбургская область является неотъемлемой частью Волго-Уральского бассейна и демонстрирует большинство проблем, существующих в других частях бассейна. Более половины скважин дают нефть исключительно из карбонатных пластов и периодически нуждаются в проведении кислотной обработки для поддержания рентабельности добычи. Проведение кислотной обработки карбонатных коллекторов обычно основано на закачке соляной кислоты в пласт с использованием специальных закупоривающих агентов для увеличения зоны покрытия кислотной обработки. Некоторые из свойств пласта в Волго-Уральском бассейне создают дополнительные проблемы для успешного проведения кислотной обработки. Эти проблемы включают в себя (но не ограничиваются только этим): значительное снижение пластового давления, высокую обводненность, формирование неоднородностей с пропластками высокой и низкой проницаемости, низкой температурой пласта, сырой нефтью с тенденцией к образованию эмульсии и шламообразованию, огромными зонами потерь от предыдущих кислотных обработок. Неопределенности в свойствах пластов во многих случаях делают задачу еще более сложной.

На протяжении последних шести лет практика проведения кислотной обработки карбонатных коллекторов в Оренбургской области постоянно совершенствовалась. Все начиналось с применения разлагаемых шариков и полимерной самоотклоняющейся кислоты для увеличения зоны покрытия. Позже была представлена вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота для устранения сохраняющегося повреждения, связанного с полимером. В то же время использовался

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

- The possibility of prepared compositions quality control (flow meter, density meter, temperature gauge);
- The ability to use equipment units separately;
- The presence of fluid preparation system (removal of suspended particles, organic impurities, and iron compounds (up to 5 mg/liter)).

We can upgrade the complex according to customer requirements.

Carbonate acidizing in the challenging environment of the Volga-Urals region of Russia

Rifat KAYUMOV, Andrey KONCHENKO, Alexey BAIRAMOV, Artem KLYUBIN, Olesya LEVANYUK, Schlumberger; Andrey CHIKIN, Vladislav FIRSOV, Evgeniy NIKULSHIN, Rosneft

The Volga-Urals basin is one of the largest oil-producing regions in Russia. Orenburg region is essential part of Volga-Urals basin and it represents most of the challenges existed in the other parts of the basin. More than half of the wells produce exclusively from carbonate formations and require periodic acidizing treatments to maintain economical production. Carbonate stimulation treatments are usually based on pumping of hydrochloric acid into formation with utilization of special diverters to maximize zone coverage by acid treatment. Some of the formation properties in Volga-Urals basin creates additional challenges for successful acidizing treatment. These challenges include but not limited with significant reservoir pressure depletion, high water cut, formation heterogeneity with high and low permeable streaks, low reservoir temperature, crude with tendency for emulsion and sludge creation, enormous thief zones created by previous acidizing treatments. Uncertainties in formation properties in many cases make the task even more complex.

Carbonate stimulation practices were continuously improving during the last six years in Orenburg region. It starts with implementation of degradable balls and polymer self-diverting acid to improve zone coverage. Later, viscoelastic self-diverting acid was introduced to eliminate retained damage associated with polymer. At the same time, viscoelastic selective diverter was used to minimize risk of water cut increase after the treatment. Finally, foam diversion with and without coiled tubing (CT) placement was implemented to account for reservoir pressure depletion. Many lessons were acknowledged during this period with recommendations for better technologies utilization at different reservoir and wellbore conditions.

вязкоупругий селективный отклонитель для минимизации риска увеличения обводненности после обработки. Наконец применили систему отклонения пеной с использованием и без использования гибких НКГ малого диаметра для учета истощения пластового давления. Много уроков было извлечено за этот период с рекомендациями по использованию более совершенных технологий в разных пластовых и скважинных условиях.

Помимо технологий, еще одной существенной частью успешного применения карбонатной кислотной обработки является надлежащее лабораторное тестирование. Принимая это во внимание, был разработан и внедрен комплексный стандарт по обеспечению контроля качества (QAQC) для кислотных обработок. Кроме того, были сделаны дополнительные лабораторные работы, такие как исследование фильтрационно-емкостных характеристик керна или тестирование, чтобы прояснить некоторые дополнительные аспекты выполняемых обработок.

Большинство месторождений в Оренбургской области старые, а это означает, что качество скважин-кандидатов ухудшается из года в год. Но с постоянным усовершенствованием практики стимуляции и жестким контролем качества нам удается поддерживать добычу на экономическом уровне и даже увеличить объемы работ по сравнению с предыдущими годами.

Инновации в производстве и применении проппантов

*AV. САКУЛИН, В.В. СКУРИХИН, О.С. КУЗНЕЦОВА,
ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров»*

ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров» является пионером среди российских предприятий по освоению в производстве проппантов торговой марки BORPROP® (1998 год) Заводским исследовательским центром разработаны новые виды продукции.

1. Сверхпрочный проппант.

Проппант BORPROP SSP представляет собой сверхпрочный осмоленный керамический алюмосиликатный проппант с предварительно отвержденным полимерным покрытием. За счет сохранения эластичных свойств покрытие на поверхности проппанта толщиной 10–15 мкм способно частично деформироваться. Это позволяет:

- При приложении давления за счет взаимного индентирования (вдавливания) соприкасающихся частиц увеличить площадь их контакта и снизить нагрузку на каждую в отдельности частицу проппанта, за счет чего повысить сопротивление раздавливанию проппанта;
- Увеличить проводимость упаковки проппантов при высоких давлениях;
- Получить высокую устойчивость к циклическим нагрузкам.

Избранные тезисы 15-й Международной научно- практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Apart of technologies, another essential part of carbonate acidizing success is proper laboratory testing. To account for this, a comprehensive Quality Assurance Quality Control (QAQC) standard has been developed and implemented for acidizing treatments. Moreover, additional laboratory work such as core flow testing has been done to clarify some additional aspects of performed treatments.

The majority of the fields in Orenburg region are old and this implies that quality of well candidates became worse from year to year. But with continuous improving in stimulation practices and rigorous quality control we manage to maintain production at economic level and even increase work scope compared with previous years.

Innovations in manufacturing and application of proppants

*AV. SAKULIN, V.V. SKURIHIN, O.S. KUZNETSOVA,
Borovichskiy Refractory Materials Factory, JSC*

Borovichskiy Refractory Materials Factory, JSC is the pioneer among Russian companies that develop and manufacture proppants of BORPROP® trade mark (1998). The research center of the company has developed several new products.

1. Superstrength proppant.

BORPROP SSP proppant is a pitched ceramic aluminosilicate proppant of high strength with preliminary hardened polymer coating. Since the coating that is 10–15 microns thick conserves its elastic properties, the proppant has the ability to partially buckle. It allows to:

- Increase the contact area of proppant particles and lower the load per particle due to the inter-dimpling of contacting particles. This increases the proppant crushing strength;
- Increase the conductivity of proppant pack under high pressure conditions;
- Obtain high immunity to cyclic loads.

The degree of polymer coating stiffness depends on both the polymer composition (it may contain modifying agents, in that case proppant is marked as BORPROP SSP-M) and the temperature. Under high pressure/temperature conditions, when the coating softens, the proppant pack acquires the “quasi-hardening” property due to the inter-dimpling of contacting particles. Particles’ bonding is driven by the increase of frictional drag coefficient of pitched proppant squeezed particles. This effect does not allow the proppant particles to “pop out” from the pack under the fluid flowing through.

2. Marked proppants.

BORPROP MRK proppants are marked by the non-radioactive element additive that is able to

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Степень жесткости полимерного покрытия зависит как от состава полимера (в него могут быть введены модифицирующие добавки, тогда проппант именуется как BORPROP SSP-M), так и от температуры. При высоком давлении и температуре, когда покрытие «размягчается», упаковка проппантов проявляет свойство «квазисхватывания» – за счет взаимного индентирования соприкасающихся частиц. Сцепление частиц обусловлено повышением коэффициента трения скольжения сдавленных частиц осмоленного проппанта и не позволяет частицам проппанта «выскальзывать» из упаковки под действием движущегося флюида.

2. Маркированные проппанты.

Проппанты BORPROP MRK, маркированные добавкой нерадиоактивного элемента, способного поглощать нейтронное излучение, – аналог проппанта CARBO NRT. Проппант предназначен для определения месторасположения и геометрических параметров трещины гидроразрыва.

Все технические характеристики проппанта соответствуют требованиям ГОСТ Р 51761-2013. В качестве маркера в проппант добавлено соединение одного из редкоземельных элементов (РЗЭ) из группы лантаноидов. Количество добавляемого для маркировки оксида РЗЭ – от 0,005 до 0,5% масс. Особенностью проппанта с такой добавкой является способность поглощать нейтронное излучение, отличающееся высокой проникающей способностью.

Обнаружение месторасположения и геометрических параметров трещины гидроразрыва при использовании проппантов марки BORPROP MRK вследствие их способности поглощать нейтронное излучение производится методами нейтронного каротажа. По мнению специалистов ОАО НППЦ «Тверьгеофизика», среди методов нейтронного каротажа применительно к проппанту, аналогичному CARBO NRT, должен использоваться спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж, а в качестве источника нейтронного излучения – генератор нейтронов 14М.

Другой вид маркированных проппантов маркирован добавкой красящего вещества и может быть выполнен в любой цветовой гамме. Предназначен для выявления источника выноса проппанта при многозонном гидроразрыве в горизонтальных скважинах.

Применение азотных установок при работе с ГНКТ

К.А.ДУБОВИЦКИЙ, заместитель директора по технологии производства, ООО «НефтеХим-ПромПоволжье»

В докладе поставлены цели применения азотных установок, перечислены модификации имеющихся на рынке азотных установок и дана сравнительная характеристика их технических возможностей. ►



absorb neutron radiation. These proppants are similar to CARBO NRT proppants. Such proppants are intended for allocation of fractures and identification of their geometries.

All proppant specifications comply with GOST R 51761-2013 standard. As a marker for proppant we use one of the rare-earth element of lanthanides group. The amount of marker element can vary from 0.005 to 0.5% of the total proppant mass. The main feature of such proppant is its ability to absorb neutron radiation.

Allocation of fractures and identification of their geometries is easily performed by means of neutron logging techniques due to the ability of BORPROP MRK proppant to absorb neutron radiation. According to the specialists of Tvergeofizika, JSC, when using a proppant similar to CARBO NRT one has to chose spectrometric pulsed neutron gamma log among other neutron logging methods. Moreover, a 14M neutron generator should be used as a source of neutrons.

Another type of marked proppants has a color additive (a wide range of colors can be used). It is intended for identification of proppant flowback sources during multi-stage hydraulic fracturing operations in horizontal wells.

Application of nitrogen units during CT operations

Konstantin DUBOVITSKIY, Deputy Director, Production Engineering, NefteHimPromPovolzhje

The report narrates about the purposes of nitrogen units' application, and the types of commercially available nitrogen units. The comparative analysis of these units is presented in the report as well.

Also, the report includes detailed information about ►

Избранные тезисы 15-й Международной научно- практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Подробно рассказано об опыте работы с семью азотными установками ГУ-16/22, ГУ-20/25, ГУ-30/30 производства РФ, с помощью которых с 2008 года произведено 3500 операций по освоению скважин на месторождениях Урало-Поволжья. В 2014 году выполнено 73 операции по нормализации забоя и освоению скважин. Успешность работ составила 95%. Проанализированы причины неуспеха 5% операций. Даны универсальные рекомендации по проведению работ.

Во второй части доклада рассмотрена инновационная технология укрепления коллектора от выноса песка в нефтяных скважинах, основанная на применении кремнийорганического полимера, даны рекомендации по выбору скважины для применения данной технологии и подробно рассказано об этапах выполнения работ. Сделаны следующие выводы: образующийся в результате взаимодействия кремнийорганического полимера с песком и продувки азотом песчаник обладает высокими прочностными свойствами, что исключает вынос механических примесей в скважине, при этом проницаемость по нефти не уменьшается, а возрастает на 27%. Применение данной технологии позволяет: уменьшить вынос песка; продлить срок эксплуатации внутрискважинного оборудования; снизить затраты на проведение капитального ремонта скважин.

Совершенствование конструкции скважинного штангового насоса (СШН) для повышения эффективности форсированного отбора жидкости при ПНП

В.Ю. МУСТАФИН, аспирант УГНТУ, инженер ОГМ, ОАО АНК «Башнефть» ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

В докладе представлена новая конструкция СШН, позволяющая оптимизировать процесс форсированного отбора жидкости при ПНП путем повышения насосной эффективности и снижении нагрузок в точке подвеса колонны штанг. Представлены результаты промысловых испытаний.

Применение геофизических технологий ООО «Пакер Сервис»

О.Ю. СААКОВ, технолог службы ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»

Разработка месторождений углеводородов с использованием горизонтальных скважин является перспективным и эффективным методом добычи нефти и газа. Для проведения геолого-технических мероприятий актуальной темой является обеспечение геолого-геофизической информацией данных скважин для эффективной добычи углеводородов.

ООО «Пакер Сервис» оказывает услуги по промыслово-геофизическим исследованиям



operational background of seven GU-16/22, GU-20/25, and GU-30/30 nitrogen units manufactured in Russia. These units have performed more than 3,500 well development operations at the fields of Ural-Povolzhje region since 2008. A total of 73 well cleaning and development operations were performed in 2014. The success rate was 95%. The failure origins of the remaining 5% of operations were also analyzed in the report. General advices were given as well.

The second part of the report contains the information about the innovation technology on sand production protection in oil wells. The technology is based in the application of organo-silicon polymer. A set of recommendations on selection of wells suitable for technology application was given. Detailed information about project completion stages was included in the report as well. The following conclusions were made: the sandstone that is formed as a result of organo-silicon polymer and sand interaction has high strength properties. This eliminates lifting of solid particles, while oil permeability increases by 27%. Application of given technology enables: reduction of sand production; increase of downhole equipment lifespan; reduction of well workover costs.

Improvement of sucker rod pump (SRP) design for increasing of forced production efficiency during EOR operations

V.Yu. MUSTAFIN, Ph.D. student, Ufa State Petroleum Technological University, Engineer at Department of Mechanical Engineering, Bashneft, Bashneft-Dobycha, LLC, NGDU Chekmagushneft

The report presents the information about new sucker rod pump desing that allows to optimize the process of liquid forced production during EOR operations by means of increasing pumping efficiency and reducing loads at the hang point of rods line. The results of field tests are presented as well.

горизонтальных скважин с применением гибких НКТ. Доставка контрольно-измерительной аппаратуры в скважину с поддержанием сигнала в режиме онлайн осуществляется путем совмещения кабельного наконечника, сконструированного для электрического и механического подсоединения к многожильному геофизическому кабелю, запасованному в гибкие НКТ и к геофизическому прибору. Кабельный наконечник разработан и изготовлен по заказу геолого-технологической службы ООО «Пакер Сервис» и совместим со всеми геофизическими приборами для промыслово-геофизических исследований скважин через соответствующие присоединительные переходники.

Производственные возможности, осуществляемые при помощи современных колтюбинговых установок

Антон ЛЮ, заместитель главы представительства в России, Yantai Jereb Oilfield Services Group Co., Ltd

Согласно последним данным, в России и странах СНГ в настоящее время работает более 250 колтюбинговых установок. Сейчас колтюбинговые технологии получили значительное развитие. На колтюбинге выполняются не только операции по промывке скважин и ловильные работы, но также проводятся ГРП, перфорационные и фрезеровочные работы, бурение, каротаж и др. Из-за высокого спроса на оборудование и строгих требований, предъявляемых к колтюбинговым технологиям, в России и странах СНГ сейчас наблюдаются трудности с безопасностью оборудования и его эксплуатационной надежностью.

Колтюбинговая установка – это автономная многофункциональная машина, которая способна выполнять практически все то же, что и традиционная установка для ремонта скважин. Поэтому она характеризуется сложной структурой и требует высокой квалификации от операторов, обслуживающих ее. Система JR-MIT является интеллектуальной структурой, оптимизированной для совместной работы колтюбингового инжектора и направляющего ролика, которая контролирует скорость подачи трубы и ее натяжение при перематке или спуске в скважину. Система позволит снизить трудозатраты и гарантирует стабильную работу установки. Это особенно актуально для операций по интеллектуальному бурению и дроблению, кислотной обработке горизонтальных скважин, газлифтной эксплуатации и др. операций.

Система AWP (автоматическая аварийно-предупредительная система) является полностью автоматической системой сигнализации, которая используется для индикации слишком малого или большого веса на трубе. При наличии нештатной ситуации посылаются предупреждения, включая данные о рабочем давлении инжектора, ►

The Chosen Abstracts of the 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Application of geophysical technologies at Packer Service, LLC

O.Yu. SAAKOV, Process Engineer, CT Department, Packer Service, LLC

Development of hydrocarbon fields with application of horizontal drilling technologies is an efficient and advanced method of oil and gas production. During well intervention operations it is crucial to obtain geology and geophysics data in order to produce hydrocarbons efficiently.

Packer Service, LLC renders logging services in horizontal wells with application of coiled tubing technologies. Conveyance of control equipment into well with online transmission of signal is performed by means of a cable head that is designed to provide electric and mechanical connection of a multicore logging cable injected into CT with a logging tool. The cable head is developed and manufactured through the request of Geology Engineering Service of Packer Service, LLC. It is compatible with all logging tools through the help of corresponding adapter subs.

Industrial opportunities brought by modern CTU

Anton LIU, Vice Country Manager, Yantai Jereb Oilfield Services Group Co., Ltd.

According to the latest data, there are more than 250 sets of CTUs working in Russian and Commonwealth of the Independent States. Nowadays, coiled tubing technology has been developed greatly to achieve not only well washing or fishing operations but also fracturing, perforation, cutting, logging and drilling etc. With great demand for the equipment and strict requirement for coiled tubing technologies, Russia and CIS now suffer from challenges of equipment safety and operation reliability.

A coil tubing unit is a self-contained multi-use machine that can do almost anything that a conventional service rig does, so it has complex structure and requires high-level operation skills to the operators. JR-MIT SYSTEM is an intelligent system optimized the collaborative work between CTU injector and roller to control tube's speed and tightening when inserting or recoiling the pipe. It will reduce labor cost and ensure stable operation, especially for intelligent drilling and grinding, horizontal well acidizing and gas lifting operation etc.

AWP SYSTEM (Automatic Warning Protection System) is an automatic alarming system used to indicate heavy and light weight of the tube. It will send alerts when there is an abnormal situation and also deliver data including injector working pressure, ►

направляющего ролика и т.п. Это существенно улучшает безопасность работы колтюбинговой установки.

Доклад посвящен вопросам разработки современного колтюбингового оборудования и улучшениям, связанным с надежностью, безопасностью, производительностью и производственными возможностями современных колтюбинговых установок.

Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора

Р.Я. ИГИЛОВ, советник генерального директора ЗАО САО «ГЕФЕСТ»

Страховое акционерное общество «ГЕФЕСТ» создано в 1993 году в Москве. В настоящее время уставный капитал компании составляет 750 млн рублей. Активы САО «ГЕФЕСТ» полностью состоят из ликвидных, надежных и возвратных инструментов, при этом инвестиционный портфель компании хорошо диверсифицирован. Офисы компании работают в 22 городах страны.

САО «ГЕФЕСТ» имеет рейтинги международного агентства Fitch Ratings: «А» по национальной шкале и «В+» по международной, прогноз «стабильный». Также компании присвоен рейтинг агентства «Эксперт РА» на уровне «А+», прогноз «стабильный».

САО «ГЕФЕСТ» много лет участвует в реализации бюджетных инвестиционных проектов и ФЦП, обеспечивает страховую защиту проектов, финансируемых за счет федеральных и региональных бюджетов. САО «ГЕФЕСТ» было доверено обеспечивать страховой защитой строительство большого числа инфраструктурных, социальных объектов, предназначенных для проведения саммита АТЭС и Олимпийских игр в Сочи.

Компания аккредитована при крупнейших банках страны, поэтому активно участвует в страховании имущества юридических и физических лиц, являющегося предметом кредита, залога.

САО «ГЕФЕСТ» имеет все необходимые лицензии на страхование имущественных рисков и ответственности предприятий в различных отраслях экономики. В частности, на страхование имущества юридических лиц, грузов, страхование средств наземного транспорта и др. Также на обязательное страхование ответственности владельцев ОПО и обязательное страхование ответственности перевозчиков пассажиров.

За 20 лет работы САО «ГЕФЕСТ» урегулировало более 63 тыс. страховых случаев и выплатило возмещений на общую сумму более 3,8 млрд руб. Компании принадлежат крупнейшие выплаты в истории рынка страхования строительно-монтажных рисков. В частности, в 2010 году 509 млн руб. было выплачено за повреждение штормом строящегося грузового порта в Сочи. ©

Избранные тезисы 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

roller working pressure and so on, which greatly improves the safety of the coiled tubing operation.

This article is mainly about the development of modern coiled tubing equipment and its improvements on equipment reliability, performance, security and industrial opportunities brought by modern CTU.

Package insurance for the enterprises of O&G sector

Ruslan IGILOV, advisor to the Director General of Gefest Insurance Joint-Stock Company.

Gefest Insurance Joint-Stock Company was founded in 1993 in Moscow. At the moment the statutory capital of the company amounts to 750 million rubles. The assets of Gefest Insurance Joint-Stock Company include liquid, reliable and returnable instruments. The company's investment portfolio is well diversified. It has offices in 22 cities.

Gefest Insurance Joint-Stock Company is rated by Fitch Ratings as "A" according to the national scale and "B+" according to the international scale.

For many years Gefest Insurance Joint-Stock Company takes part in selling budget investment projects and federal target programs, secures the investment protection of the projects financed by federal and regional budgets. Gefest Insurance Joint-Stock Company was charged with providing insurance to a great number of infrastructure and social sites within such projects as APEC CEO Summit and Olympic Games in Sochi.

The company is accredited with the leading national banks and that is why takes an active part in insuring the property of legal and physical person, which was encumbered by credits or liens.

Gefest Insurance Joint-Stock Company has all necessary licenses for insuring property risks and risks of enterprises operating in various fields of economy. For instance, it is licensed to insure the property of legal entities, cargoes, insuring vehicles for land transport, mandatory insurance of the owners of hazardous facilities, passenger carriers insurance.

During the 20 years of its work Gefest Insurance Joint-Stock Company settled over 63 000 insurance cases and paid over 3.8 billion rubles of compensations. The biggest payments in the history of insurance against construction and assembly risks also belong to Gefest. For instance, 509 million rubles was paid in 2010, when the cargo port under construction in Sochi was damaged by the storm. ©



OGU

19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА

12 - 14

МАЯ 2015

ТАШКЕНТ



КОНФЕРЕНЦИЯ

13 - 14

МАЯ 2015

ТАШКЕНТ

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
СОБЫТИЕ УЗБЕКИСТАНА



Беседа с С.М. Кузубом, начальником службы внешнего сервиса Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин РУП «ПО «Белоруснефть».

Interview with S.M. Kuzub, Head of the External Services, Directorate of Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Belarusneft Production Association.

Мы избрали тот же путь, что и мировые лидеры We Follow the Same Route as Global Leaders

С.М. Кузуб родился 16 марта 1980 года. В 2002 году окончил Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». Получил квалификацию «горный инженер».

В 2007 году окончил Гомельский торгово-экономический университет потребительской кооперации по специальности «экономика и управление на предприятии».

Дважды повышал квалификацию на курсах в РГУ нефти и газа им. Губкина. Имеет международный сертификат супервайзера по версии International Well Control Forum (IWCF). Прошел курсы «Материалы, технологии и оборудование, применяемые при ГРП».

Трудовую деятельность начал в 2002 году в РУП «ПО «Белоруснефть» в должности помощника бурильщика цеха капитального ремонта скважин. Последовательно занимал должности инженера-технолога цеха КРС и технологического отдела, ведущего инженера цеха капитального ремонта скважин (ПНП и ППД), начальника технологического отдела УПНП и РС, начальника технологического отдела филиала РУП «ПО «Белоруснефть» в РФ (ныне ООО «Белоруснефть – Сибирь»), регионального руководителя ООО «Белоруснефть – Сибирь», заместителя начальника ЦПДС центрального аппарата РУП «ПО «Белоруснефть».

В 2013 году стал главным инженером ООО «СЕРВИС ОЙЛ», дочернего предприятия РУП «ПО «Белоруснефть» в Украине.

В марте 2014 года занял пост начальника службы внешнего сервиса УПНП и РС РУП «ПО «Белоруснефть». Является руководителем проектов по оказанию сервисных услуг по ЗБС, КРС, ГНКТ, ГРП.

«Время колтюбинга»: Сергей Михайлович, для каких целей была сформирована служба внешнего сервиса, которую Вы возглавляете?

Сергей Кузуб: В 2014 году мы сформировали эту службу на базе Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин с целью оптимизации работы во внешних проектах. Эти проекты развиваются уже достаточно долго, у нас непрерывно идет расширение спектра услуг. В прошлом году мы вышли на рынок со своим флотом ГНКТ, в состав которого, помимо колтюбинговой установки, входят азотная установка испарительного типа и насосная установка.

ВК: Оборудование каких производителей предпочитает возглавляемая Вами служба?



S.M. Kuzub was born on March 16, 1980.

In 2002 he graduated from Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi majoring in 'Oilfield Development and Operation'. He was qualified as Mining Engineer.

In 2007 he graduated from Belarusian Trade and Economic University of Consumer Cooperatives majoring in 'Economics and Company Management'.

Completed two professional development courses at Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Has an international supervisor certificate of International Well Control Forum (IWCF). Underwent training course 'Materials, Technologies and Equipment for Hydraulic Fracturing'.

Mr. Kuzub started his career in 2002 as Assistant Driller

at Workover Department of Belarusneft Production Association. Later he sequentially worked on the following positions: Process Engineer of Workover Department and Process Engineering Department, Lead Engineer of Workover Department (enhanced oil recovery and formation pressure maintenance), Head of Process Engineering Department of EOR and Well Workover Directorate, Head of Process Engineering Department of Belarusneft's branch in the Russian Federation (currently – Belarusneft-Sibir LLC), Regional Manager of Belarusneft-Sibir LLC, Deputy Head of Production Dispatcher Service of Belarusneft Production Association.

In 2013 was promoted to the position of Chief Engineer of Service Oil LLC – Ukrainian subsidiary of Belarusneft Production Association.

In March 2014 became the Head of External Services, Directorate of Enhanced Oil Recovery and Well Workover, Belarusneft Production Association. Mr. Kuzub is managing sidetracking, well workover, coiled tubing and hydraulic fracturing projects.

Coiled Tubing Times: Mr. Kuzub, what was the purpose of establishing the External Services Department, which you are the head of?

Sergey Kuzub: We established the External Services in 2014 under the Directorate of Enhanced Oil Recovery and Well Workover in order to optimize our work within the framework of external projects. Such projects have been implemented for quite a long period of time; we continuously expand the range of services rendered under such projects. Last year we came to the market with our own coiled tubing fleet. Besides coiled tubing units, it also includes an evaporating nitrogen unit and a pumping unit.

С.К.: Все оборудование выпущено нашим верным партнером – Группой ФИД. К слову, мы были приятно удивлены, выходя на рынок Нового Уренгоя, тем, что наши прямые в этом регионе конкуренты с громким именем «Газпром» имеют флот, идентичный нашему.

ВК: Да, наш журнал неоднократно писал о достижениях компании «Газпром подземремонт Уренгой» в области применения колтюбинговых технологий. А какие операции предлагает заказчикам Ваша служба?

С.К.: Рынок, на котором мы работаем, обширный. Гамму своих ремонтов мы постоянно расширяем. Освоили широкий спектр колтюбинговых операций. Также занимаемся бурением, в районе Калининграда оказываем услуги компании «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефт». Все это аккумулируется в нашей службе. Работа интересная, а для многих сотрудников – новая, потому что одно время принято было считать, что мы обслуживаем единственного заказчика – добычное предприятие, принадлежащее «Белоруснефти». Но пришло понимание, что в наших услугах нуждаются и другие компании. Далеко за пределами нашей страны знают и ценят опыт, квалификацию, ответственность белорусского персонала. У нас работают уникальные специалисты, которые, без преувеличения, на вес золота. Это подтверждается тем, что непрерывно идет масштабное переманивание наших специалистов в российские компании. Несколько человек даже удалось переманить, но большинство держится, потому что у нас замечательный коллектив, интересная работа и достойная оплата труда.

ВК: Вы упомянули наклонно-направленное бурение. Речь идет о традиционном бурении или о колтюбинговом, с которым «Белоруснефть» небезуспешно экспериментирует?

С.К.: О традиционном. Колтюбинговое бурение пока не вышло у нас на стабильный уровень. Мы ставим высшую планку и выносим на рынок только то, что довели до совершенства у себя в Беларуси.

ВК: А какие технологии на рынок уже вынесены?

С.К.: Колтюбинговые технологии, ГРП, бурение боковых стволов, наклонно-направленное бурение, капитальный ремонт скважин с традиционных установок. Вот основные позиции.

ВК: Какова география работ Вашей службы?

С.К.: Мы осуществляем сервис в Российской Федерации. В основном это ЯНАО и Калининградская область. ГРП проводим в Центральной России, в частности в Волгоградской области. В прошлом году к нашей географии добавилась Чеченская Республика, где мы выполняли ГРП для «Роснефти». До того как я

CTT: What equipment manufacturers does your department prefer?

S.K.: All the equipment has been manufactured by our reliable partner – FID Group. By the way, when we were entering the market of Novy Urengoy, we were surprised that our renowned competitor – Gazprom – has a CT fleet identical to ours.

CTT: Yes, our journal has been writing several times about the progress of Gazprom Podzemremont Urengoy in the field of coiled tubing technologies application. What operations does your department offer to clients?

S.K.: The market, which we are operating on, is very vast. We constantly expand the range of workover operations we provide. We have mastered a wide array of coiled tubing operations. We also do some drilling. Near the town of Kaliningrad we provide our services to LUKOIL-Kaliningradmorneft. All the expertise is accumulated in our department. The work we do is very interesting; for many of the employees this is a new type of work, because it has been widely assumed that we provide services to only one client – a production company belonging to Belarusneft. But now there is an understanding that other companies also need our services. Far beyond the borders of our country people know and value experience, qualification and responsibility of Belarusian personnel. We have unique specialists who are worth their weight in gold. This is confirmed by the fact that there are continuous attempts to lure our specialists to Russian companies. Some people leave, but most of the specialists stay with us, since we have a very good team, interesting work and decent salaries.

CTT: You have mentioned directional drilling. Do you mean conventional drilling or coiled tubing drilling, with which Belarusneft is experimenting with certain level of success?

S.K.: I mean conventional drilling. Coiled tubing drilling has not yet come to a stable performance level. We set the bar very high and bring to the market only those services that have been brought to perfection in Belarus.

CTT: What technologies have already been brought to the market?

S.K.: Coiled tubing technologies, hydraulic fracturing, sidetracking, steerable drilling, well workover using conventional workover rigs. These are the main jobs.

CTT: What about the geography of your operations?

S.K.: We provide our services in the Russian Federation. Mainly, in Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and in Kaliningrad Oblast. Hydraulic fracturing is performed in Central Russia, in particular, in Volgograd Oblast. Last year we did hydraulic fracturing for Rosneft in the Chechen

возглавил службу внешнего сервиса, я являлся главным инженером компании ООО «Сервис Ойл» – дочернего предприятия «Белоруснефти», работающего в Украине. Мы выполнили две успешные скважинные операции по ГРП по заказу совместного канадско-украинского предприятия. Эти скважины находятся в Луганской области и, к сожалению, инфраструктура там сейчас частично уничтожена, поэтому проект пришлось заморозить. Хотя предприятие-заказчик юридически не ликвидировано, в настоящее время оно не функционирует.

ВК: Ваша служба работает в регионах, весьма различных по геологическим и климатическим условиям. Очевидно, оборудование приходится перенастраивать, дооснащать на каждом новом месте работ?

С.К.: Абсолютно верно. Работа в Западной Сибири кардинально отличается от работы в Украине, Калининграде или Чечне. Поэтому прежде чем отсылать оборудование в ЯНАО, мы делаем его дооснастку. И специалистов мы тоже готовим к конкретным условиям работ. Например, возили их на обучение в Западную Сибирь, чтобы люди знали, с чем им придется столкнуться в производственных условиях. Это термошубы, специальные саркофаги... Утепляется всё – не только сам флот ГНКТ, но и инфраструктура, жилищный комплекс. У нас в Западной Сибири есть дочернее предприятие ООО «Белоруснефть-Сибирь», в котором я тоже когда-то работал, как и многие мои коллеги. Поэтому мы не понаслышке знаем, что такое суровые условия. Пользуясь случаем, хочу передать привет коллегам в «Белоруснефть-Сибирь». Это сибиряки, которые являются выходцами из Беларуси, которых мы не забываем. И они тоже трепетно относятся к своей исторической родине, к тем местам, где они выросли, выучились, получили первый опыт на объектах, откуда они привезли в Сибирь весомый багаж знаний, благодаря которому растет и развивается мощное предприятие, где сегодня трудится более двух тысяч человек.

ВК: В 2014 году российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA) объявило «Белоруснефть» победителем Intervention Technology Award в номинации «Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ». Будет ли преувеличением сказать, что Ваша компания является международной сервисной компанией, которая оказывает услуги в различных регионах? Возможно, пока не в таких масштабах, как ведущие мировые лидеры, но путь просматривается аналогичный: и своя исследовательская структура – БелНИПИнефть, и множество экспериментальных работ, и высокое качество услуг.

С.К.: Думаю, что не будет преувеличением сказать

Republic. Before becoming the Head of External Services I worked as Chief Engineer of Service Oil LLC – Ukrainian subsidiary of Belarusneft. We did two successful hydraulic fracturing operations on the order of the Ukrainian-Canadian joint venture. These wells are located in the Lugansk Oblast of Ukraine. Unfortunately, the infrastructure was partially destroyed there, and we had to suspend the project. Despite the fact that our client company has not been dissolved de jure, de facto it is not operational now.

CTT: Your department is working in the regions which are quite diverse in terms of climate and geology. Obviously, you have to readjust equipment and upgrade it at each new location, don't you?

S.K.: You are absolutely right. Work in western Siberia is completely different from that in Ukraine, Kaliningrad or Chechnya. That is why before sending our equipment to the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug we do upgrade it. And we also train our specialists to be able to work under specific conditions. For example, we organized training in Western Siberia to show people the conditions they are going to work in. This includes heat insulation, special sarcophagi, etc. Everything should be made cold proof – not only the coiled tubing fleet itself, but also the infrastructure, residential premises. In Western Siberia we have a subsidiary company – Belarusneft-Sibir – in which I used to work like many of my colleagues. That is why we know about harsh conditions firsthand. I would like to use this opportunity to send my best regards to colleagues from Belarusneft-Sibir. They are Siberians of Belarusian descend, and we never forget them. And they also have a very good attitude to their ancestral land, where they grew up, where they studied, where they got their first field experience, from where they took a bundle of knowledge to Siberia. Thanks to that knowledge the subsidiary company, that currently employs more than two thousand people, is growing and developing.

CTT: In 2014 Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) announced Belarusneft as an Intervention Technology Award winner in the nomination 'Best innovating company in Russia and CIS countries'. Will it be an exaggeration to say that your company is an international service company that provides its services in various regions? Probably, you have not yet reached the scope of leading international companies, but you are following the same route: in-house research capacity – BelNIPIneft Research Institute, numerous experimental works and high quality of services.

S.K.: I do not think it will be an exaggeration to say so. Yes, we follow the same route as global leaders; but they started much earlier than we did. That is why we are at the first stage of development,

так. Да, мы выбрали тот же путь, что и мировые лидеры, только они начали гораздо раньше, чем мы. Поэтому мы на первой стадии развития, а они – на четвертой или пятой. Они заполнили рынок, мы видим «Шлюмберже» везде. И мы стремимся идти параллельно с ними. Мы понимаем, что сможем завоевать те позиции, которые еще свободны, а кое-где мы можем и потеснить эту уважаемую компанию, что уже и произошло, в частности, в Украине. Мы участвовали в тендере на проведение ГРП и соревновались только с одной компанией – со «Шлюмберже». И мы выиграли тот тендер, и выполнили работы по ГРП, полностью удовлетворившие заказчика. Так что Вы абсолютно правы. Наш институт, наша производственная площадка, наши месторождения, на которых отрабатываются и оттачиваются технологии, обучается персонал – все готово, созрело и уже начало приносить плоды в работе международных проектов предприятий «Белоруснефти».

ВК: Как влияет на Вашу работу политическая ситуация?

С.К.: Западные санкции влияют не только на бизнес в сфере нефтедобычи, но и на бизнес в нефтесервисе, который мы осуществляем. И ситуация развивается не в пользу зарубежных компаний. Я не скажу, что предложений стало больше, но мы видим, что поле деятельности у нас расширяется, нам стало легче дышать. Но это не значит, что мы можем расслабиться и начать выбирать: здесь будем работать, а там не будем. С другой стороны, эта ситуация очень способствует тому, чтобы мы укрепили свой авторитет.

ВК: Объективно ли Вы оцениваете свои возможности на фоне западных компаний?

С.К.: Условия выполнения всей номенклатуры ремонтов с ГНКТ диктует заказчик, но есть определенные виды работ, которые мы, к сожалению, пока еще ни разу не выполняли и пока даже не брались за них в силу технических особенностей, отсутствия герметизирующего спецоборудования, других причин. Такие работы «Шлюмберже» делает уже как рядовую скважинную операцию. Поэтому в текущем году мы планируем дооснастить наши флота ГНКТ, докупить необходимое герметизирующее оборудование.

ВК: И какие технологии с помощью него Вы собираетесь освоить?

С.К.: Мы хотим, в частности, освоить технологию фрезерования аварийного инструмента или частиц в скважине в НКТ в загидраченных объектах с АВПД. С такими устьевыми давлениями работающих скважин, как, например, 480 атм «Шлюмберже» такие работы производит. А мы пока готовимся.

ВК: Верим, что у Вас все получится!

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

and they are on the fourth or on the fifth one. They flooded the market, we see Schlumberger everywhere. And we try to move in parallel with them. We understand that we can tap the market niches that are still vacant; but in some areas we can even put a competitive pressure on this renowned company taking their positions on the market, what happened in Ukraine, in particular. We took part in the tender for hydraulic fracturing and Schlumberger was our only competitor in this tender. Finally, we won that contract and did the hydraulic fracturing job; our client was fully satisfied with it. So, you are absolutely right. We have our own research institute, our production facility, our fields where we test and perfect our technologies, personnel is trained – everything is in place and ready and has started to bear its fruit within the framework of Belorusneft's international projects.

CTT: Does the political situation affect your work?

S.K.: Sanctions imposed by the West affect not only the upstream sector, but also the oilfield services sector. Current situation is not favorable for international companies. I would not say that we have more orders, but we see that the field of operation is expanding, we can breathe easier. But this situation does not mean that we can rest easy and start selecting jobs: we will work here, but we will not work there. On the other hand, this situation helps us to strengthen our authority.

CTT: Do you objectively assess your capabilities compared to international companies?

S.K.: Client dictates the conditions for the whole range of coiled tubing operations; but there are certain types of works that we, unfortunately, have not yet done or have not even tried to do due to some technical peculiarities, lack of special sealing equipment and due to other reasons. For Schlumberger such works are ordinary well interventions. That is why this year we plan to upgrade our coiled tubing fleet and procure the necessary sealing equipment.

CTT: What new technologies and jobs do you plan to master with the help of new equipment?

S.K.: In particular, we would like to master the technology of milling stuck tools and parts in well tubing with hydrate accumulations and abnormally high formation pressure. For example, Schlumberger performs interventions on flowing wells with wellhead pressure of 480 bar. And we are getting prepared for performing such interventions.

CTT: We do believe that you will succeed!

By Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Главные критерии оценки – безопасность, качество, эффективность

Беседа с А.А. Григорьевым, начальником отдела супервайзинга по ГРП и ГНКТ, ООО «РН-Юганскнефтегаз».

«Время колтубинга»:
Андроник Авакович, какие функции исполняет находящийся под Вашим началом отдел? Какие критерии положены в основу его работы?

Андроник Григорьев:
В 2000 году, когда сервисы выделили из состава добывающих предприятий, был создан наш отдел супервайзинга, призванный осуществлять организацию и контроль за безопасностью и качеством сервисных работ. Наш критерий оценки состоит из трех частей. Это в первую очередь безопасность, поскольку сервисы работают на объектах промышленной опасности, а также качество и эффективность работ. Очень важно, чтобы у сервиса был обученный, соответствующий нашим требованиям персонал и высокопроизводительное оборудование. А понятие «эффективность» для нас заключается в том, чтобы все работы стоили столько, сколько они действительно стоят на рынке, чтобы цена была обоснованна и снижалась за счет внедрения новых технологий.



ВК: Какие сервисные компании больше подходят под Ваши требования: российские или международные?

А.Г.: В настоящее время у нас работают и российские, и зарубежные компании: «Шлюмберже», Trican Well Services, «Интегра-Сервисы», «Пакер Сервис»... То есть практически все компании, представленные сегодня на рынке, у нас работают, периодически меняясь, в зависимости от тендерных условий. Когда компании заходят, они видят техническое задание, которому должны соответствовать, и если соответствуют, то побеждают в тендере и работают под нашим контролем.

ВК: Что у Вас на первом месте при отборе сервисной компании – цена или качество?

А.Г.: Соотношение цены и качества не столь однозначно, как может показаться. Когда пишется

Main Assessment Criteria – Safety, Quality, Efficiency

Interview with A.A. Grigoryev, Head of the Coiled Tubing and Hydraulic Fracturing Supervising Department, RN-Yuganskneftegaz LLC.

Coiled Tubing Times: Mr. Grigoryev, what are the main functions of your department? What are the main criteria of the department's work?

Andronik Grigoryev: Our Supervising Department was established in the year 2000, when oilfield services were separated from the operations of the producing company. The aim of the department is to ensure safety and quality of oilfield service operations and exercise control over it. Our assessment criterion is three-fold. Firstly, safety, since oilfield services are provided at hazardous industrial sites; and also quality and efficiency. It is especially important to have well-trained personnel meeting all our requirements, as well as high-performance equipment. Term 'efficiency' means for us that the price for services should be market-based, the price should be justified and should reduce due to introduction of new technologies.

CTT: What oilfield service companies better meet your requirements: Russian companies or international companies?

A.G.: At present we work with both Russian and international companies: Schlumberger, Trican Well Services, Integra-Services, Packer Service... So, we work with almost all the companies represented on the market; once in a while the companies change depending on tender conditions. When a company wants to provide its services to us, they check the TOR, if they meet the requirements they participate in a tender, win it, and then work under our supervision.

Понятие «эффективность» для нас заключается в том, чтобы все работы стоили столько, сколько они действительно стоят на рынке, чтобы цена была обоснованна и снижалась за счет внедрения новых технологий.

Term 'efficiency' means for us that the price for services should be market-based, the price should be justified and should reduce due to introduction of new technologies.

техническое задание, в него цена изначально не закладывается. Перечисляется набор составляющих, которым подрядчик должен соответствовать, какая требуется квалификация персонала, какое оборудование должно иметься и еще много всего, вплоть до логистики – т.е. в регионе работ у подрядчика должны быть ремонтные базы, чтобы можно было оперативно влиять на работу оборудования. На последнем этапе остаются только те компании, которые соответствуют всем требованиям технического задания. И только при наборе аналогичных параметров переходят к этапу рассмотрения цен – какая компания на какую стоимость услуг заявила. В настоящее время у нас работает много компаний, и не у всех у них одинаковая цена, потому что один и тот же вид услуг можно предоставить эффективно, но по-разному. То есть различный набор может быть в одном и том же виде услуг. Поэтому вопрос цены для нас однозначно не на первом месте.

ВК: Ваша компания ведет добычу только в регионе, соответствующем ее названию?

А.Г.: «РН-Юганскнефтегаз» – это не территориальное образование. Это предприятие, у которого лицензионные месторождения находятся в разных частях ХМАО (Ханты-Мансийского автономного округа). Например, Приобское месторождение расположено неподалеку от Ханты-Мансийска, а Фаинское – ближе к Сургуту. Масштаб работы «РН-Юганскнефтегаза» – где-то 250–300 км.

ВК: «РН-Юганскнефтегаз» позиционируется как нефтегазодобывающее предприятие. Что является его основной продукцией – нефть или газ?

А.Г.: У нас в основном нефтяные месторождения. Есть газовый сектор, но главная продукция – нефть.

ВК: Как влияют на работу предприятия западные санкции, принятые против России?

А.Г.: Для нас, как для добывающего предприятия, ничего не меняется. Как были приоритеты по безопасности, качеству, эффективности, так и остаются. Если в связи с санкциями у нас в качестве подрядчиков не будут задействованы какие-то компании, значит, будут работать другие. Наша задача от этого не изменится.

ВК: Какие высокие технологии нефтегазового сервиса в «РН-Юганскнефтегазе» особенно востребованы?

А.Г.: Прежде всего, многостадийный ГРП. Эта технология в тренде не только у нас, но и во всем мире, потому что скважина с горизонтальным

СТТ: When choosing a service company what is number one factor: price or quality?

A.G.: The issue is not as simple as just price-to-quality ratio. When the terms of reference are prepared it does not envisage any price. It lists a number of requirements contractor should meet, qualification of personnel, availability of equipment and many other things, including logistics – i.e. that the client should have equipment repair depots in the region where the works are to be performed, so that the client is able to ensure that equipment is in working order. Only companies that meet all the TOR requirements get to the last stage of the tendering process. Then we start comparing the prices proposed by the companies with similar parameters. At present we work with many companies and they do not have equal prices, because one and the same type of service can be provided efficiently but in a different manner. That means that the same type of service may include different components. So, for us price is not in the first place.

СТТ: Does your company produce hydrocarbons only in the region mentioned in the name of the company?

A.G.: RN-Yuganskneftegaz is not a territorial entity. We are a company and our licensed oilfields are located in different parts of Khanty-Mansi Autonomous Okrug. For example, Priobskoye field is located near Khanty-Mansiysk, while Fainskoye field is located closer to Surgut. RN-Yuganskneftegaz operates on the area of about 250-300 kilometers.

СТТ: RN-Yuganskneftegaz is positioned as oil and gas producing company. What is the main product of the company – oil or gas?

A.G.: We mainly have oilfields. We also have a gas sector, but the main product is oil.

Многостадийный ГРП в тренде не только у нас, но и во всем мире, потому что скважина с горизонтальным стволом способна заменить две-три наклонно-направленных скважины, хотя она и обходится дороже.

Multi-stage hydraulic fracturing is in demand not only in our company but all over the world, since one horizontal well is worth two-three slanted wells despite the fact that it comes at a higher cost.

СТТ: Do sanctions imposed by the western countries against Russia affect the company?

A.G.: Nothing changes for us as a producing company. Our priorities – safety, quality, efficiency – stay the same. If some companies will not be able to

стволом способна заменить две-три наклонно-направленных скважины, хотя она и обходится дороже. В связи с тем, что бурится много наклонно-направленных скважин, очень актуальны работы с использованием гибкой трубы, потому что они позволяют минимизировать затраты на освоение скважин, сократить риски аварийности, получить попутную информацию, различную в зависимости от поставленных задач. Это тоже тренд. У нас все эти услуги востребованы, это все работает на наших месторождениях уже не первый год. Но технологии совершенствуются, постоянно появляется что-то новое, поэтому мы стараемся отслеживать инновации, аккумулировать передовой опыт, способный дать практический результат. В этом нам, в частности, помогает и ежегодная Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», где собираются специалисты из разных регионов и делятся очень полезным опытом, и журнал «Время колтюбинга».

Наши подрядчик все работы производит на высоком уровне

Беседа с В.С. Игнатьевым, главным инженером ЗАО «ИНК-Запад».

«Время колтюбинга»: Владислав Сергеевич, насколько широка сфера Вашей деятельности?

Владислав Игнатьев: Я в холдинге работаю с декабря 2013, занимаю должности в трех компаниях: являюсь главным инженером в ЗАО «ИНК-Запад», заместителем генерального директора по бурению ООО «ИНК-НефтеГазГеология» и главным инженером ООО «Ленанефтегаз».

ВК: Вы прямо как Юлий Цезарь! Какова практика привлечения сервисных услуг в «ИНК-Запад»?

В.И.: Само ЗАО «ИНК-Запад» – это совместное российско-японское предприятие. Дочерняя компания нашего холдинга – «ИНК-Сервис» является нашим подрядчиком. Компания производит широкий спектр работ с использованием колтюбинга и другого внутрискважинного оборудования. А когда работаешь с компанией-подрядчиком из своего же холдинга, очень важно понимать сущность работы этой компании, чтобы правильно ставить

work with us due to sanctions, we will contract other companies. Our main objective will stay the same.

CTT: What cutting-edge technologies in the field of oilfield services are in greatest demand in RN-Yuganskneftegaz?

A.G.: First of all, multi-stage hydraulic fracturing. This technology is in demand not only in our company but all over the world, since one horizontal well is worth two-three slanted wells despite the fact that it comes at a higher cost. Due to the fact that a lot of slanted wells are drilled at present, there is demand for coiled tubing operations, since coiled tubing allows minimizing well stimulation costs, reducing risk of accidents, obtaining additional data and information, which differs depending on the assigned mission. This is also a popular technology. All these services are in demand and have been provided at our oilfields for several years already. But technologies are improving, new methods appear; that is why we try to keep ourselves informed about innovations, try to accumulate best practices that can yield tangible results. We also find Coiled Tubing Times Journal and International Coiled Tubing Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference – which gathers specialists from various regions who can share valuable experience – very helpful in this.

Our Contractor Does the Job to the Highest Standard

Interview with V.S. Ignatyev, Chief Engineer of INK-Zapad.



Coiled Tubing Times: Mr. Ignatyev, what is the scope of your job duties?

Vladislav Ignatyev:

I have been working at the holding since December 2013. I hold positions in three companies: Chief Engineer at INK-Zapad, Deputy Director General for Drilling at INK-NeftGazGeologiya and Chief Engineer at Lenaneftegaz.

CTT: Oh, you are like Julius Caesar! What is the practice of using oilfield services at INK-Zapad?

V.I.: INK-Zapad is a Russian-Japanese joint venture. INK-Service – a subsidiary of our holding – is our contractor. This company performs a wide range of services with the use of coiled tubing and

задачи и отслеживать качество исполнения. Поэтому мне очень интересно было участвовать в работе 15-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Мои коллеги посещают ее регулярно, я являлся ее участником в первый, но, думаю, не в последний раз.

ВК: Очень многие российские сервисные активы вышли из состава добывающих компаний и организовались в самостоятельные структуры. Ваш подрядчик продолжает оставаться в холдинге. Каковы плюсы и минусы такой позиции? Не выгоднее ли привлекать различных сторонних подрядчиков, специализирующихся на конкретных видах работ?

В.И.: Лучше, конечно, иметь своего подрядчика, потому что своя рубашка ближе к телу.

ВК: С поговоркой не поспоришь, но ведь может возникнуть необходимость в таких видах работ, которые Ваш подрядчик еще не освоил.

С помощью колтюбинга у нас производится также разбуривание портов многостадийного ГРП.

We use coiled tubing to drill out multi-stage hydraulic fracturing ports.

В.И.: Нет, я думаю, что наш «ИНК-Сервис» вполне устраивает все компании холдинга. Все работы производятся на высшем уровне. Специалисты прекрасно обучены. Мне очень приятно работать с Михаилом Викторовичем Юшковым – директором компании. Взаимопонимание у нас полное. Офисы находятся в одном здании. «ИНК-Сервис» в совершенстве освоил колтюбинговые технологии. Что же касается ГРП, то своего флота у нас нет и мы приглашаем для этих работ стороннего подрядчика.

ВК: Какого именно?

В.И.: Это ООО «Арктик-ГЕРС». У этой компании имеется флот ГРП американского производства. Конечно, нам тоже хотелось бы свой флот иметь, чтобы деньги шли внутри холдинга и оставались на наших счетах. На перспективу мы ставим такую задачу.

ВК: На какие еще работы Вы приглашаете сторонних подрядчиков?

В.И.: В основном на строительство скважин под ключ: бурение, крепление, испытания. ►

Когда работаешь с компанией-подрядчиком из своего же холдинга, очень важно понимать суть работы этой компании, чтобы правильно ставить задачи и отслеживать качество исполнения.

When you contract a company from your own holding, it is very important to understand the essence of this company's operations in order to prepare proper terms of reference and control the quality of works.

other downhole equipment. When you contract a company from your own holding, it is very important to understand the essence of this company's operations in order to prepare proper terms of reference and control the quality of works. That is why, for me it was very interesting to attend the 15th International Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. My colleagues attend this conference on a regular basis. It was the first time I had attended the conference and I hope to participate in the conference once again.

CTT: Many Russian oilfield service departments have separated from the producing companies and have become independent entities. Your contractor continues to be part of the holding. What are advantages and disadvantages of such situation? Wouldn't it be more feasible to outsource oilfield services to several companies, who specialize in specific types of operations?

В.И.: Of course, it is better to have your own contractor. You know, one's own shirt is closer to the body.

CTT: Yes, this proverb is true, but you might need a type of service that has not yet been mastered by your subsidiary company.

В.И.: I think that all the members of the holding are satisfied with our INK-Service. All the works are done to the highest standard. Specialists are well trained. It is great pleasure for me to work with Mikhail Yushkov, Director of this company. We have achieved mutual understanding. Offices of our companies are located in the same building. INK-Service has achieved perfection in coiled tubing technologies. As far as hydraulic fracturing is concerned, we do not have our own fleet of equipment and we outsource this type of service.

CTT: What company is the contractor?

В.И.: This is Arctic-GERS. This company has American equipment. Of course, we wish we had our ►

Если в Западной Сибири бурение скважины производится за одну-две недели, то у нас, в Восточной, одна скважина бурится три месяца.

While in Western Siberia you need one-two weeks to drill a well, here, in Eastern Siberia we spend three months to drill one well.

Эту работу у нас производит по большей части ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК). На сервисе у нас работают также «СмитПродакшнТехнолоджи» и буровая компания из Якутии «Виллюй». Привлекаются и компании, специализирующиеся на КРС. Нареканий к подрядчикам у нас нет. Все работы производятся на высшем уровне, персонал обученный.

ВК: Какие колтюбинговые технологии у Вас наиболее востребованы?

В.И.: Я буду говорить не о холдинге в целом, а именно о компании «ИНК-Запад». У нас наиболее востребованы такие технологии, как удаление гидратообразований, промывки плюс возможное глушение скважин, потому что мы работаем в условиях аномально высоких пластовых давлений – под 410 атмосфер. С помощью колтюбинга у нас производится также разбуривание портов многостадийного ГРП. В самой компании «ИНК», думаю, востребованы аналогичные операции.

ВК: Вы сказали про АВПД, а какие в местах Ваших работ геологические и климатические условия?

В.И.: Климат в наших краях резко континентальный: зимой до минус 50–55 градусов по Цельсию доходит, летом – до плюс 45. То есть перепад практически сто градусов, но вся техника работает, не подводит. А геологические условия – у нас скважины в основном глубиной до 4000 м, горизонты – до 500–1000 м. А по породам у нас верхняя часть это чаще всего соль, а нижняя – доломиты, очень крепкая порода. Если в Западной Сибири бурение скважины производится за одну-две недели, то у нас, в Восточной, одна скважина бурится три месяца.

ВК: Ваша компания специализируется на добыче нефти или газа? И задействована ли Ваша компания в стратегических планах сотрудничества с Китаем?

В.И.: У нас и нефть, и газ. Конечно, «ИНК» будет поставлять газ Китаю по заключенному в 2014 году межгосударственному контракту – по газопроводу «Сила Сибири». Еще один стратегический проект – завод по переработке пропано-бутановой смеси в полиэтилен,

own hydraulic fracturing fleet, so that money could remain on the holding's accounts. This is our task for the future.

CTI: What other operations do you outsource?

V.I.: Mainly, well construction on a turn-key basis: drilling, casing and testing. Usually such works are done by Siberian Service Company (SSK). We also contract Smith Production Technology and Vilyui Drilling Company from Yakutia. We also contract companies that specialize in well workover. We are satisfied with our contractors. All the works are performed to the highest standards; the personnel are well trained.

CTI: What coiled tubing technologies are in greatest demand in your company?

V.I.: I will tell you about our holding in general, not only about INK-Zapad. The most demanded technologies are: removal of hydrates, well cleanouts and well killing, since we deal with abnormally high reservoir pressures – up to 410 bar. We use coiled tubing to drill out multi-stage hydraulic fracturing ports. I think that the same operations are in demand in INK-Zapad.

CTI: You mentioned abnormally high reservoir pressure. What are climatic and geological conditions in the regions where you operate?

V.I.: Climate in our region is sharply continental: temperature in winter can reach minus 50–55 degrees Celsius, in summer – up to plus 45 degrees. So, it is almost one hundred degree temperature difference, but equipment works well. As far as geology is concerned, depth of the major part of our wells is up to 4,000 meters, horizontal legs are up to 500–1,000 meters. Top parts of our formation are represented by salt, bottom parts – by dolomites, very hard rock. While in Western Siberia you need one-two weeks to drill a well, here, in Eastern Siberia we spend three months to drill one well.

CTI: Does your company specialize in the production of oil or gas? Is your company involved in the strategic plans to cooperate with China?

V.I.: We produce both oil and gas. Of course, INK will be supplying gas to China under the contract signed in 2014. The gas will be transported via the Power of Siberia pipeline. One more strategic project is construction of the factory to produce polyethylene from propane-butane mixture. The factory is currently under construction in Ust Kut. This will be a very large enterprise and we are to supply raw material for it.

CTI: Are sanctions imposed by western countries able to affect the work of your company?

строительство которого в настоящее время ведется в Усть-Куте. Это будет очень большое предприятие, и мы будем поставлять ему сырье.

ВК: Как способны повлиять на работу Вашей компании западные санкции?

В.И.: Я думаю, никак. Мы их абсолютно не ощущаем. Никаких перебоев в поставках у нас не будет.

ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса будут, по Вашему мнению, востребованы через пять-десять лет?

В.И.: Я думаю, что в ближайшем десятилетии ничего кардинально меняться не будет. В любом случае будут высоко востребованы технологии ГРП и колтюбинговые операции, потому что они очень удобны в использовании и эффективны.

ВК: Что бы Вы хотели, пользуясь случаем, пожелать коллегам из других регионов России?

В.И.: Я бы хотел пожелать им крепкого здоровья. А остальное мы приобретем!

В любом тендере основные критерии – это стоимость и качество

Беседа с А.М. Рахимовым, заместителем генерального директора по бурению и КРС, ЗАО «ГЕОТРАНСГАЗ».

«Время колтюбинга»: Айрат Маратович, какова специализация предприятия «ГЕОТРАНСГАЗ»?

Айрат Рахимов: ЗАО «ГЕОТРАНСГАЗ» – добывающая компания. Мы имеем лицензию на разработку Берегового газоконденсатного месторождения и одного из участков Уренгойского месторождения. Эти месторождения находятся недалеко от поселка Уренгой. Когда наша команда пришла на Береговое месторождение, там уже были разведочные скважины. За пять лет работы мы обустроили месторождение, построили установку комплексной подготовки газа (УКПГ). А на Уренгойском месторождении наш участок пока на стадии разведки.

ВК: Чем вызван Ваш интерес к Конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»?

В.И.: I do not think they will affect us somehow. We do not feel the sanctions at all. There will be no supply problems.

CTT: What technologies in oilfield services sector will be in demand in the next five to ten years?

В.И.: I think that in the coming ten years there will be no considerable changes. In any case, there will be demand for hydraulic fracturing and coiled tubing technologies, since they are very efficient and convenient to use.

CTT: Using this opportunity, what would you like to wish your colleagues in other regions of Russia?

В.И.: I would like to wish them good health; all the other stuff can be purchased!

Price and Quality Are the Main Criteria in Any Tender

Interview with A.M. Rakhimov, Deputy Director General for Drilling and Well Workover, GEOTRANSGAZ.

Coiled Tubing Times: Mr. Rakhimov, what is the specialization of GEOTRANSGAZ?

Ayrat Rakhimov: GEOTRANSGAZ is a producing company. We have a license to develop Beregovoye gas condensate field and one of the sites at Urengoy field. These fields are located near Urengoy. When we came to Beregovoye field, exploration wells had already been drilled. Over the period of five years we have developed the necessary infrastructure at the field, constructed gas treatment facility. At the Urengoy field we still do exploration work on our site.



CTT: Why are you interested in Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference?

A.R.: At Beregovoye field we produce gas and condensate, and the technologies to be used there are quite clear. As far as our licensed site at Urengoy field is concerned, there are issues with permeability properties of reservoirs – they are low-permeability reservoirs. Therefore, such reservoirs will give a good yield only after hydraulic fracturing. Secondly, if one conducts

А.Р.: На Береговом месторождении мы ведем добычу газа и конденсата, и с технологиями там все ясно. Что касается лицензионного участка Уренгойского месторождения, то там есть вопросы по коллекторским свойствам пластов – они низкопроницаемые. Соответственно, мы сможем получить промышленный дебит только после гидроразрыва. Это во-первых. А, во-вторых, если проводить гидроразрыв в обычной наклонно-направленной скважине или в вертикальной, то через некоторый период времени дебиты, как показывает практика, снижаются. Поэтому нас очень интересуют технологии бурения именно горизонтальных скважин с последующим многостадийным ГРП, селективным ГРП.

ВК: Значит, Вы хотите получить полную информацию по таким технологиям, чтобы понимать, каких подрядчиков привлекать с точки зрения их возможностей и стоимости работ?

А.Р.: Да – с точки зрения цены и качества. И, кроме того, мы вообще хотим разобраться в этих технологиях, понять, будет ли от них результат конкретно на нашем месторождении.

ВК: Вы уже примерили на роль подрядчика какую-либо сервисную компанию?

А.Р.: Этот вопрос мы пока прорабатываем. Естественно, мы не имеем в виду какую-то конкретную компанию. У нас действует система тендеров, как везде в Российской Федерации и странах Таможенного союза.

ВК: Какие критерии при выборе победителя тендера для Вас наиболее значимы?

А.Р.: В любом тендере основные критерии – это стоимость и качество.

ВК: И какой из этих двух критериев, на Ваш взгляд, важнее?

А.Р.: На мой взгляд, большой минус в том, что практически все тендеры «заточены» на то, чтобы стоимость работ была как можно меньше. А когда подрядчик предлагает более высокую стоимость услуг, но и соответствующее качество, заказчику приходится доказывать своим финансовым структурам, что эти работы настолько необходимы, что выгоднее пригласить подрядчика, который выполнит работы хотя и дороже, но качественнее. Конечно, речь не идет о стоимости, которая в разы перекрывает стоимость работ другого потенциального подрядчика.

ВК: Какие сервисные компании «ГЕОТРАНСГАЗ» приглашает чаще – отечественные или зарубежные?

Если проводить гидроразрыв в обычной наклонно-направленной скважине или в вертикальной, то через некоторый период времени дебиты, как показывает практика, снижаются. Поэтому нас очень интересуют технологии бурения именно горизонтальных скважин с последующим многостадийным ГРП, селективным ГРП.

If one conducts hydraulic fracturing in a slanted or vertical well, after a certain period of time flow rates reduce. That is why we are very much interested in drilling horizontal wells with subsequent multi-stage fracturing or selective fracturing.

hydraulic fracturing in a slanted or vertical well, after a certain period of time flow rates reduce. That is why we are very much interested in drilling horizontal wells with subsequent multi-stage fracturing or selective fracturing.

CTT: So, that means that you want to get full information about these technologies in order to understand what service companies to contract in terms of their capabilities and cost of works.

A.R.: Yes, that is right, in terms of price and quality. Moreover, we would like to see into the topic and to understand whether such technologies will yield us any result at our field.

CTT: Have you already thought of any service company that might be contracted?

A.R.: We are working on this matter. Of course we will not just contract a specific company. The contracting process should be based on competitive bidding like anywhere in the Russian Federation or member states of the Customs Union.

CTT: What criteria are the most important for you during the bidding process?

A.R.: In any tender main criteria are price and quality.

CTT: Which of the two is more important?

A.R.: I think one of the biggest disadvantages is that almost all the tenders are aimed at selecting the bidder with the lowest price. When a bidder offers higher price

Эта непростая ситуация заставит наши компании выпускать оборудование на уровне западного.

This difficult situation will force our domestic companies to improve the quality of their equipment to the level of international manufacturers.

A.P.: ЗАО «ГЕОТРАНСГАЗ» – не крупная компания с небольшими объемами бурения, тендер по бурению выиграла отечественная буровая компания, база которой находится в Новом Уренгое, рядом с нашими месторождениями.

В настоящее время мы забуриваем два куста и одну разведку.

ВК: А кто у Вас проводит высокотехнологичные сервисные операции?

A.P.: Что касается высокотехнологичных операций, то у нас два ГРП провела компания «Шлюмберже». Их работой мы остались довольны, но поскольку ГРП были проведены на наклонно-направленных скважинах, то дебиты проявляют тенденцию к падению.

ВК: В следующий раз будете проводить на горизонтальных скважинах?

A.P.: Да.

ВК: Влияют ли на Вашу работу западные санкции, принятые против России?

A.P.: Влияние, конечно, ощущается. Начинаем задумываться и направлять мысли на то, чтобы найти достойные отечественные аналоги импортного оборудования и импортных услуг. Честно говоря, не всегда качество оборудования наших производителей и услуг российских компаний соответствует нашим требованиям. Но я думаю, что эта непростая ситуация заставит наши компании выпускать оборудование на уровне западного. Я всегда был и остаюсь патриотом и понимаю, что государству, как и человеку, нужно надеяться прежде всего на себя.

ВК: Как давно Вы знаете наш журнал? Как вы оцениваете его содержание?

A.P.: Я давно знаю «Время колтюбинга», читаю журнал, получаю еженедельную новостную рассылку. Мне очень нравится, что в журнале много полезной практической информации, в частности, по технологиям ГРП, которые очень интересуют нашу компанию. И журнал, и Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» стараются быть на острие передовых технологий.

ВК: Спасибо Вам за добрые слова. Надеемся и дальше помогать Вам в работе.

Материал подготовила Ольга Лис,
«Время колтюбинга»

and better quality, very often a person needs to prove to the financial department that a certain type of work is badly needed and that it would be feasible to contract a company with higher price but better quality. Of course we are not speaking about the situation when the price is several times higher compared to other bidders.

CTI: What service companies does GEOTRANSGAZ contracts more often, domestic of international ones?

A.R.: GEOTRANSGAZ is a small company with small scope of drilling; tender for drilling was won by a domestic drilling company that is based in Novy Urengoy, nearby our field. At present we are drilling two cluster wells and one exploration well.

CTI: Who provides high-tech services for you?

A.R.: As far as high-tech services are concerned, Schlumberger has done two hydraulic fracturing jobs at our field. We are satisfied with their work, but since hydraulic fracturing was done in slanted wells flow rates tend to decrease.

CTI: Do you plan to frac horizontal wells next time?

A.R.: Yes.

CTI: Do sanctions imposed by western countries affect your operations?

A.R.: Of course, there is an effect. We start thinking of finding descent domestic analogues of imported equipment and services. Honestly saying, not always domestic equipment and services meet our requirements. But I think that this difficult situation will force our domestic companies to improve the quality of their equipment to the level of international manufacturers. I am a patriot and I understand that the government, like a person, should rely only on itself.

CTI: For how long do you read our journal? How would you assess the contents?

A.R.: I am a long-standing reader of Coiled Tubing Times and I also receive a weekly newsletter. I like that the journal contains a lot of useful information, in particular, about hydraulic fracturing technologies, which our company is very much interested in. Both the journal and the Coiled tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference continue to be at the forefront of modern technologies.

CTI: Thank you for a word of encouragement. We hope to continue being useful.

Interview by Olga Lis, Coiled Tubing Times

ЭТЮДЫ РАБОТЫ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ETUDES FOR COILED TUBING RIGS

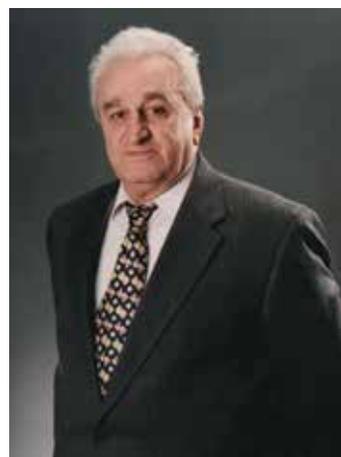
Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик, заместитель директора по науке и технике, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu. BALAKIROV, D. Eng., professor, member of the Academy of Sciences, Deputy Director for Science and Technologies, Yug-Neftegaz Private Limited

Колтюбинговые установки (КУ) взяли на свои могучие плечи столько разных технико-технологических процессов добычи нефти и газа, что пришло время все их умения разложить по отдельным полкам, чтобы легче было их применять на практике. Возможно, вы удивитесь, но, по всей вероятности, идея самих КУ могла быть порождена... земснарядами. Земснаряды с помощью гибкой трубы (назовем ее условно «хоботом»), образованной путем сочленения с различными по длине и диаметру трубопроводами и отдаленно напоминающей гибкую трубу колтюбинговой установки, могут выполнять различные задачи, связанные с намывом (или размывом) отдельных речных или морских островов, в частности, намывом создавать песчаные островки на речном или морском массиве для бурения скважины или забурки опорных электрических мачт. Однако у КУ гибкая труба всегда опускается вертикально вниз, в отличие от земснарядов, у которых «хобот» часто ложится горизонтально на речной или морской массив. Впрочем, КУ также отлично справляется с размывом – с размывом песчано-глинистых пробок и выносом их на поверхность скважины.

Но очистка скважины от глинисто-песчаных пробок – далеко не единственная и не главная задача, которая по силам КУ. Мы не случайно обозначили жанр этого материала как этюды: отдельных этюдов, выполняемых колтюбинговой установкой, множество! В этом номере журнала мы остановимся пока только на нескольких из них.

Очень важной задачей является зарезка второго ствола. В настоящее время бригады капитального ремонта глубину зарезки второго ствола определяют путем мучительно долгой проработки каротажной диаграммы для выбора интервала для перфорационных работ. Как известно, каротажные диаграммы снимаются после бурения скважины, то есть они значительно раньше, чем требуется определить глубину зарезки второго ствола или наклонных стволов, и это «раньше» может оцениваться десятками лет. Естественно, за такое время в пластовой системе могут произойти серьезные гидродинамические процессы, связанные



Coiled tubing rigs (CT rigs) carry on their strong shoulders such a variety of technical and technological processes of oil and gas production that it is time to unscramble everything they are capable of in order to facilitate their practical application. It may come as a surprise to you but apparently the idea of coiled tubing rigs was

originated by... dredgers. Dredgers using a flexible pipe (let's call it a 'hose') formed by connecting pipes of various lengths and diameters and remotely resembling coiled tubing can perform different tasks related to inwash (or wash-out) of individual river or sea isles, and, particularly, by means of inwash to create sand isles in rivers or seas to bore a hole or to spud supporting electrical masts. However, coiled tubing in a CT rig is always run down vertically unlike dredgers whose 'hose' often lies horizontally on the river or sea. Although coiled tubing rigs performs perfectly in terms of wash-outs – sand and clay plug washing-out and bringing to the surface.

But removing clay and sand plugs from the well is by no means the only and the main task a coiled tubing rig is capable of performing. It is not by coincidence that we defined the genre of this text as etudes: there is a vast variety of individual etudes performed by a coiled tubing rig! In this journal's issue we will focus only on some of them.

A very important task is sidetracking. At present workover teams determine the sidetracking depth by painfully time-consuming study of the borehole log to choose the perforation interval. It is a known fact that logging is performed after

с добычей нефти или газа. Отсюда неутешительный вывод: глубину зарезки второго наклонного ствола сегодня мы определяем, можно сказать, вслепую, «методом тыка».

С приходом мудрой и умелой колтюбинговой установки появилась возможность точно определять глубину зарезки второго ствола. В одном из номеров журнала эта технология была описана нами, вкратце можем повторить: гибкую трубу КУ снабжают геофизическими приборами, которые при транспортировке их по колонне способны обнаруживать наличие углеводородов за эксплуатационной колонной скважины. Таким образом, задача выбора глубины для зарезки второго ствола значительно облегчается.

Кроме того, мы должны помнить, что в процессе фильтрации нефть подвергается окислению под действием сульфатовосстанавливающих бактерий. Поэтому остаток залежи за эксплуатационной колонной, как правило, представлен «мертвой» дегазированной нефтью. Значит, надо полагать, что движение этой «мертвой» нефти будет протекать под действием силы гравитации, т.е. под действием силы тяжести и веса самой нефти. При этом желательно, чтобы сверху от такой залежи обязательно располагался газовый пропласток, который выполнял бы функцию поршня и за счет движения приводил к уменьшению массы этой остаточной нефти.

Я имею смелость утверждать, что выбор глубины зарезки второго ствола без учета особенностей «мертвой» остаточной нефти является, мягко говоря, бессмысленной затеей, пустой тратой денежных ресурсов.

Следующий этюд хочу посвятить одной из самых популярных ныне технологий – гидравлическому разрыву пласта. Он может производиться с закреплением трещины или без закрепления трещины, когда процесс осуществляется с помощью кислотного воздействия.

«Анатомия» данного процесса подробно описана в журнале «Время колтюбинга» (Балакиров Ю.А., Тобольченко А.И., Бровчук В.Н. «Управляемый с поверхности скважины гидравлический разрыв пласта с помощью колтюбинга», «ВК» № 48. С. 36–37). На эту публикацию я хочу направить внимание читателей.

Таковы избранные этюды работы колтюбинговой установки в реальных условиях на нефтяных и газовых месторождениях. При желании читатели могут воспроизвести их у себя на производстве.

...Когда стоишь возле исполина, именуемого колтюбинговым агрегатом, то начинаешь чувствовать его мощь и слышать призыв совершать технологические подвиги... Со мной происходит именно так.

Вот что такое: *кол-тю-бинг!* ☉

well drilling, i.e. significantly earlier than when it becomes necessary to determine the depth of sidetracking or a slanting hole, and this 'earlier' may mean dozens of years. Naturally during such period the formation system may experience significant hydrodynamic processes related to oil and gas production, hence the non-encouraging conclusion: today we determine the depth of sidetracking, so to say, 'blindfolded', using guesswork.

The arrival of the wise and capable coiled tubing rig enabled us to accurately determine the depth of sidetracking. In one of the issues of the journal we gave a description of this technique; we can give a brief overview: coiled tubing is fitted with geophysical tools which when transported along the string are capable of detecting the presence of hydrocarbons behind the production string. Thus, the task of determining the depth of sidetracking is considerably facilitated.

Besides, we should keep in mind that during filtration oil is oxidized under the effect of sulfur reducing bacteria. Therefore, the residual deposit behind the production string contains 'dead' degassed oil. So one must assume that the dead oil will flow by gravity, i.e. under the action of gravity and the weight of oil itself. In such case it is preferable that a gas streak be located above such deposit which would perform the piston function and by movement would reduce the weight of that residual oil.

I would argue that trying to determine the sidetracking depth without accounting for the characteristics of the dead residual oil is unreasonable and a waste of money.

I would like to dedicate my next etude to currently one of the most popular technologies – hydraulic fracturing. It can be performed both by propping and without it when the process is carried out using acid treatment.

The 'anatomy' of this process is extensively described in Coiled Tubing Times journal ('Surface-controlled hydraulic fracturing using coiled tubing' by Y.A. Balakirov, A.I. Tobolchenko, B.N. Brovchuk, CTT, #46, pp. 36–37). I would like to call the readers' attention to that publication.

These are the selected etudes for the real-life operation of a coiled tubing rig in gas and oilfields. The readers can replicate them on their own fields, if they want to..

...When you stand close to a giant called a coiled tubing rig, you start feeling its power and hear the call to make technological breakthroughs... That's exactly what happens to.

That's what *coiled tubing* is about! ☉

ПРИНЦИПЫ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

(Обзор зарубежной информации. Часть 2)*

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик, заместитель директора по науке и технике; В.Н. БРОВЧУК, супервайзер нефтепромысловых процессов, ООО «Юг-Нефтегаз»
*Часть 1 была опубликована в «ВК» № 50.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА УТЕЧКАМИ КИСЛОТНОГО ФЛЮИДА

Для контроля за утечками кислотного флюида были разработаны различные добавки и методы. Среди самых ранних были естественные материалы типа клея кагауа.

В отличие от большинства клеев, кагауа легко не растворяется, но он набухает в кислоте и образует маленькие распухшие частицы геля, которые предотвращают развитие «червоточин», физически блокируя их входные отверстия почти так же, как это делают шариковые герметизаторы с перфорационными отверстиями. Клей кагауа использовался или сам по себе, или в комбинации с твердым связующим материалом на основе, например, кварцевой муки или растворимой в нефти смолы. В то время как в низкотемпературных применениях клей кагауа обеспечивает эффективный контроль за утечками кислоты, кислотный гидролиз делает его неэффективным при температурах более 52 °С.

Nierode и Kruk (1973) оценивали различные снижающие утечку кислоты добавки и пришли к выводу, что единственная эффективная добавка – продукт, составленный из смеси нефтерастворимых смол. Эта смесь состоит из жесткого материала, сделанного из больших частиц, которые соединяют большие норы, а также гибкой смолы, сделанной из меньших частиц, которая заполняет и изолирует места между большими частицами. Хотя смесь эффективно предотвращала кислотную утечку, требовалась ее концентрация 24 кг/м³ кислоты. Высокая стоимость ограничила коммерческое использование этих добавок.

Вообще добавки, снижающие утечку кислоты, широко не использовались из-за эксплуатационных и финансовых ограничений. В результате часто использовались дополнительные методы контроля утечек. Наиболее общая методика включает использование вязкой пробки, предшествующей кислоте.

Пробка используется для того, чтобы образовать трещину и осадить фильтрующую корку, которая будет действовать как барьер для кислотной утечки. Кроме того, пробка имеет другие полезные функции. Она охлаждает трубы, через которые должна течь кислота, и вследствие этого снижает коррозию. Также она охлаждает трещину, что снижает скорость вступления кислоты в реакцию и увеличивает проникновение активной кислоты. Пробка увеличивает ширину трещины,

что также улучшает проникновение кислоты. Дополнительной пользой является препятствие пробки вязкостному языкообразованию. Это уменьшает площадь поверхности, с которой кислота соприкасается, и увеличивает длину трещины и проводимость. Оптимальный объем жидкости пробки обычно определяется путем моделирования, при котором рассчитывается отношение продуктивностей (до и после) обработки для различных объемов пробки. Хотя отношение объема пробки к объему кислоты может изменяться, оно обычно держится между 1:1 и 3:1.

Действительная способность пробок вязких жидкостей управлять утечками находится под вопросом. Исследования Nierode и Kruk (1973), Coulter и других (1976), Crowe и других (1987) показали, что осадок, образованный с помощью пробки, быстро пронизывается «червоточинами», образующимися при кислотной утечке. Как только это произойдет, кислотная утечка становится такой же, как и в том случае, когда не использовалась никакая пробка.

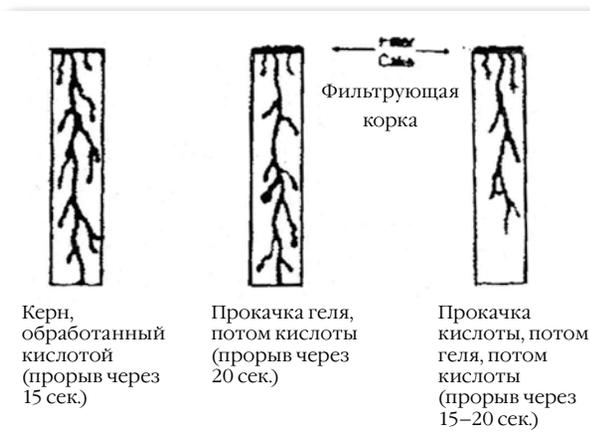


Рисунок 8 – Схема лабораторных испытаний кернов показывает, как заполненный гелем канал противостоит утечке, в то время как осадок простой корки малоэффективен (по Coulter и др., 1976)

В последние годы для управления кислотной утечкой использовалась установка многократных порций вязкой пробки (Coulter и другие, 1976). В этой методике трещина первоначально создается гелеобразной пробкой, после которой следуют попеременно кислотная и дополнительная пробки. Эти дополнительные пробки разработаны для того, чтобы войти в «червоточины», созданные предшествующей

кислотой, и изолировать их. При использовании попеременно кислоты и пробок геля утечка кислоты в «червоточины» и в увеличенные естественные трещины контролируется и эффективность обработки улучшается. Переменные порции пробки, используемые при этой обработке, обычно равны или больше, чем предшествующая кислотная пробка. Контроль за кислотной утечкой с помощью этой методики может быть продемонстрирован лабораторными испытаниями. На рисунке 8 показан поперечный разрез трех кернов диаметром 25,4 м и длиной 152,4 мм, которые были подвергнуты испытаниям на утечку кислоты. Левый керн поясняет результаты неуправляемой кислотной утечки; образование каналов через весь керн произошло приблизительно за 15 секунд. Через керн в центре сначала прокачивали пробку, состоящую из воды, загущенной клеем, а затем прокачивали кислоту. Образование каналов произошло только после 20 секунд. В правом керне вначале были созданы «червоточины» путем нагнетания ограниченного количества кислоты, затем следовала пробка, а затем следовало уже большее количество кислоты. В этом испытании образование каналов второй кислотной пробкой было замедлено до времени от 15 до 25 мин, что говорит об эффективности этой методики для управления кислотной утечкой. Эта процедура кислотной обработки, использующая неоднократные попеременные пробки кислоты и инертные пробки, широко используется при кислотном гидроразрыве.

Чтобы помочь в контроле за утечкой, часто в пробки добавляют материал из мелких частиц. Этот тонкозернистый материал заполняет и соединяет «червоточины» и естественные трещины и улучшает эффективность действия жидкости. Наиболее часто в качестве такого материала используется песок с размером частиц 100 мк, обычно добавляемый в концентрации от 120 до 360 кг/м³ (Coulter и другие, 1976). Также используются маслорастворимые смолы и соль с частицами подобной крупности. Хотя маслорастворимые смолы стоят значительно дороже, их предпочтительно использовать, поскольку они исключают ухудшение проводимости, которая возможна при использовании в трещине песка с частицами в 100 мк. Потенциальные проблемы, возникающие из-за обратного потока песка в ствол скважины, при этом также оказываются устраненными. При кислотном гидроразрыве в водонагнетательных скважинах иногда используется тонкозернистая соль (Schriefer и Shaw, 1978). Во время таких обработок для того, чтобы насытить кислотный раствор, добавляют достаточно соли, чтобы обеспечивать избыток материала в виде частиц при забойной температуре. После обработки любая остающаяся соль растворяется закачиваемой водой.

Хотя для приготовления пробки гелеобразной жидкости могут использоваться различные

полимеры, по-видимому, клей guar является наиболее общим. Могут использоваться как высоковязкие перекрестно-сшитые гели, так и маловязкие линейные гели. Перекрестно-сшитые гели обычно более предпочтительны, поскольку они имеют преимущество в виде создания более широких трещин. Для приготовления таких гелей в раствор guar от 4,8 до 9,6 кг/м³ добавляют перекрестносшиватель типа циркония, титана или бората. Синтетические растворимые в воде полимеры типа производных целлюлозы и сырья на основе полиакриламида также могут использоваться для подготовки геля. Guar и производные целлюлозы обычно рекомендуются при температурах до 93 °С. Могут также при обработках использоваться в жидкостях пробок некоторые сополимеры на акриламидной основе того же типа, который обычно используется для того, чтобы загустить кислоту. Эти загустители имеют хорошую кислотную и температурную устойчивость и особенно полезны в жидкостях пробок для использования при температурах выше 93 °С.

Потери кислотного флюида могут быть уменьшены также загущением кислоты. Этот метод управления стал широко практикуемым благодаря разработке более кислотоустойчивых загустителей. Обычно загустители включают биополимеры, различные акриламидные сополимеры и некоторые ПАВ, которые загущают кислоту путем мицеллярной ассоциации.

Проявляйте осторожность при выборе гелеобразующего агента. Он должен быть достаточно устойчивым для того, чтобы позволять загущенной кислоте сохранять вязкость при температуре обработки. Обычно эта температура не равна забойной температуре, потому что охлаждение трещины приводит эту температуру к более низкому уровню. Кроме того, при нагнетании в пласт кислота расходуется быстро, и это приводит к более медленному распаду полимера, чем тот, который наблюдается в лаборатории при использовании свежих кислотных растворов. Другое важное соображение – состояние прореагировавшей кислоты. Если вязкость прореагировавшей кислоты слишком высока или если полимер распадается с образованием нерастворимых продуктов реакции, то может иметь место медленная очистка или фактическая закупорка скважины. Процедуры для оценки загустителей кислоты и преимуществ и ограничений различных материалов были описаны Crowe и другими (1981). Guar и загустители на основе целлюлозы имеют недостаточную стабильность при использовании в кислоте при температурах выше 52 °С. Ксантановые биополимеры можно использовать при температурах до 93 °С; при более высоких температурах обычно используют акриламидные сополимеры. Хотя некоторые акриламидные сополимеры устойчивы при высоких температурах и не образуют

нерастворимых продуктов реакции, акриламидные гомополимеры не должны использоваться как кислотные загустители при температурах выше 66 °С. Выше этой температуры они быстро гидролизуются, объединяются с кальцием и образуют нерастворимый осадок после реагирования всей кислоты.

Был разработан целый ряд перекрестно-сшитых загустителей кислоты. Эти системы используют различные загущающие кислоту агенты – как многовалентные металлические ионы, так и альдегиды в качестве перекрестных сшивателей. Вообще, поперечно-сшитые кислоты чувствительны к сдвигу и обычно нестабильны при повышенных температурах. Проблемой также является разрушение поперечно-сшитого геля в прореагировавшей кислоте. Часто требуется, чтобы гель был разрушен после того, как кислота прореагировала, и обычно представляются данные, показывающие потерю вязкости действующей кислоты со временем. Однако на практике кислота реагирует быстро и не остается достаточного количества активной кислоты, способной разложить полимер. Из-за своей очень высокой вязкости поперечно-сшитые системы представляют большой риск нарушения эксплуатационных качеств пласта и поэтому не нашли широкого применения.

Некоторые поверхностно-активные вещества также могут использоваться как загустители для гелеобразующих кислот (Norman, 1978; Kubala, 1986). Эти гелеобразующие агенты загущают кислоту, образуя мицеллы, которые ассоциируются в гелеобразные структуры и, следовательно, ведут себя очень похоже на полимеры. Гелеобразные кислоты этого типа совершенно устойчивы к сдвигу, поскольку мицеллярные цепи быстро преобразовывают этот сдвиг. Другое преимущество поверхностно-активных загустителей – малая вязкость прореагировавшей кислоты. Эти кислотные загустители обычно разрабатываются такими, чтобы обеспечить значительную вязкость активной кислоты, но уменьшать эту вязкость по мере реагирования. Это происходит в результате распада мицеллярной ассоциации, вызванной изменениями в ионном окружении, связанными с увеличением концентрации продуктов реакции, образующихся по мере реагирования кислоты. Эта пониженная вязкость прореагировавшей кислоты помогает при удалении жидкостей обработки после завершения обработки. Однако это свойство также может стать недостатком. Потеря кислотного флюида сильно зависит от вязкости утекающей прореагировавшей кислоты. В результате потеря кислоты, загущенной поверхностно-активными загустителями, которые распадаются в процессе реагирования кислоты, незначительно отличается от таковой для незагущенной кислоты. Только те гелеобразные кислоты, которые сохраняют свою вязкость во время утечки, способны

обеспечить эффективный контроль за утечкой. Другим недостатком этого загустителя является ограниченный интервал температур, в котором он может использоваться. Хотя сам ПАВ устойчив в кислоте, но при температуре выше 66 °С он обеспечивает лишь небольшое увеличение вязкости. Высокие температуры разрывают мицеллярную ассоциацию, ответственную за вязкость кислоты.

Nierode и Kruk (1973) представили данные, показывающие, что кислотная внешняя эмульсия, состоящая из нефтяной внутренней фазы и загущенной кислоты в качестве внешней фазы, обеспечивает хороший контроль за утечкой. Состав этой эмульсии расширен введением дополнительных добавок, снижающих утечку. Самый большой недостаток этих эмульсий – большой объем нефти, требуемой для их приготовления. Нефть снижает количество кислоты, подводимой для разъедания трещины, и это может ограничить проводимость трещины и, следовательно, снизить эффект от обработки (отношение продуктивностей). До сих пор использование этих кислотных внешних эмульсий при обработке скважины было довольно ограниченным.

Использование пенящейся кислоты – один из наиболее эффективных методов управления утечками кислоты. Scherubel и Crowe и другие (1978), Форд (1980) показали, что пенящиеся кислоты обеспечивают превосходный контроль за утечкой. Этот контроль может быть еще более расширен при помощи вязкой пробки, предшествующей пенящейся кислоте. Однако высокая стоимость кислоты снижает эффективное количество кислоты, поступающей для разъедания, поскольку в этом случае имеется меньшее количество кислоты, приходящейся на единицу нагнетаемого объема. В результате для того, чтобы довести до максимума количество кислоты, идущей на разъедание трещины, при подготовке пенящейся кислоты должна использоваться 28%-я HCl.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ СКОРОСТЬЮ РЕАКЦИИ КИСЛОТЫ

Необходимость снизить скорость реакции кислоты для того, чтобы достичь увеличенной протяженности трещины, часто рассматривается как важная проблема. В то время как для скважин с низкими и умеренными температурами неясно, необходимо ли затормаживать реакцию кислоты для высоких температур но, по-видимому, это выгодно. Nierode и Kruk (1973) оценили, что расстояние, на которое проникает кислота, лимитируется чрезмерной скоростью реакции, если температура породы в скважине выше, чем приблизительно 121 °С. Ниже этой температуры лимитирующим фактором является, по-видимому, утечка кислоты.

Другие математические модели также

показывают, что при обеспечении незначительности утечки активная кислота способна проникать на значительное расстояние, прежде чем прореагирует полностью, даже при температурах до 177 °С (Ren Shu-guan Xiong Hong-jie, 1986).

Для управления скоростью реакции кислоты были разработаны различные материалы и технологии обработки. Один из наиболее общих методов увеличения проникновения активной кислоты включает нагнетание вязкой нереакционноспособной пробки перед нагнетанием кислоты. Эта пробка снижает скорость реакции кислоты, увеличивая ширину трещины и охлаждая ее стенки. Кроме того, присутствие в трещине более вязких жидкостей предотвращает вязкостное образование языков кислоты, что уменьшает величину подвергаемой воздействию площади поверхности, на которую кислота действует. В результате данный объем кислоты способен проникнуть на намного большее расстояние, потому что этот объем может составлять лишь приблизительно от 40% до 50% объема трещины. Это выборочное образование языков имеет тенденцию также увеличивать эффективную проводимость разъединенной трещины.

Ингибиторы типа алкилсульфонатов, алкилфосфатов или алкиламинов при добавлении к кислоте снижают скорость реакции, образуя гидрофобные пленки на поверхностях карбоната с защитным слоем, которые действуют как барьер, замедляющий кислотное растворение. Эти ингибиторы функционируют почти таким же способом, которым ингибиторы кислотной коррозии защищают стальные поверхности.

Некоторые другие кислотные ингибиторы замедляют скорость реакции путем защиты поверхности карбоната тонким слоем из пены диоксида углерода. Поскольку количество диоксида углерода, образуемого в процессе реагирования кислоты, больше того количества, которое может раствориться в отработанной кислоте, то образуется газообразный диоксид углерода. В присутствии пенообразователей на поверхностях карбоната развивается устойчивый слой пены, который служит барьером, замедляющим кислотное растворение. Stowe и другие (1988) представили данные, показывающие эффективность обоих типов ингибиторов в текущих условиях и при температурах до 139 °С.

Замедленные кислоты должны всегда оцениваться в условиях, моделирующих условия, существующие в пласте. Измерение статических скоростей реакции при атмосферном давлении, как правило, не имеет смысла. Эмульгирование также обычно используется как средство замедления реакции. Эмульсии обычно приготавливаются с использованием керосина или дизтоплива в качестве нефтяной фазы и соляной кислоты как водной фазы. Используются эмульсии с внешней фазой в виде как нефти,

так и кислоты. Наиболее общими являются эмульсии с нефтяной внешней фазой, потому что внешняя нефтяная фаза физически отделяет кислоту от активированной поверхности карбоната. Скорость реакции кислоты может быть далее замедлена поверхностно-активными ингибиторами, которые превращают поверхности карбоната в смачиваемые нефтью. Комбинация эмульгирования и нефтяного смачивания, обеспеченного с помощью ПАВ, снижает скорость реакции кислоты до чрезвычайно низкого уровня. Эти эмульсии показывают хорошее замедление при статических условиях и в условиях течения.

Вязкость эмульгированной кислоты в значительной степени определяется долей объема и вязкостью внешней фазы. Применявшиеся ранее эмульсии с внешней нефтяной фазой были обычно очень вязкие; при их подготовке использовалось только от 10% до 15% нефти. Это приводило к очень высоким потерям давления на трение во время нагнетания. Большинство используемых в настоящее время кислотных эмульсий приготавливается приблизительно с 30% нефти. Потери давления на трение для этих эмульсий почти такие же, как и для нефти, используемой для их подготовки. Эмульсии с внешней кислотной фазой, хотя они не применяются широко, также пригодны для кислотного гидроразрыва. Эти эмульсии, которые обычно приготавливаются с использованием вязкой кислотной внешней фазы, показывают уменьшенную скорость реакции и низкую утечку кислоты (Nierode и Kruk, 1973).

Иногда в качестве замедленных кислот используются уксусная и муравьиная. Они также используются и в смесях с соляной кислотой. Эти слабо ионизирующиеся кислоты реагируют намного медленнее, чем соляная кислота, даже при очень высоких температурах. Однако они менее эффективны в смысле их способности растворять карбонаты, поскольку после реакции в течение длительных периодов времени остаются большие количества непрореагировавшей кислоты. Smith и другие (1970) и Chatelaine и другие (1970) показали, что слабо ионизированные кислоты не реагируют до конца, поскольку устанавливается равновесие между органическими кислотами и их продуктами реакции. Их дополнительный недостаток – это увеличенный расход. Они имеют больший молекулярный вес, чем соляная кислота, и полностью не расходуются, следовательно, их стоимость на единицу растворяющей способности намного больше. Однако они имеют определенные преимущества в некоторых приложениях. Будучи естественно менее коррозионно-активными, они могут быть ингибированы при высоких температурах в течение длительных периодов времени. Это привело к их использованию в качестве перфорационных жидкостей. Ингибированная

уксусная кислота также может использоваться для удаления шлама в присутствии хромирования. При добавлении к ингибированной соляной кислоте небольшого количества муравьиной кислоты последняя может служить в качестве помощи ингибитору и снижать соляно-кислотную коррозию.

Гелеобразные кислоты часто используются в кислотных гидроразрывах и считаются замедленными. Обычно полагают, что увеличение вязкости кислоты снижает скорость массопередачи на стенке трещины и таким образом снижает скорость реакции. В действительности же величина замедления, которую обеспечивает повышенная вязкость кислоты, может быть маленькой, и загущение кислоты может фактически увеличить скорость реакции кислоты в условиях течения. Это обнаруживается при исследовании данных, представленных Gdanski и Norman (1983) и Crowe и др. (1988).

В таблице 1 представлено сравнение фактических характеристик реакции, измеренных в условиях течения, для незагущенной кислоты и для кислоты, сгущенной с помощью полимеров или ПАВ. Эти данные показывают, что в отсутствие утечки увеличение вязкости кислоты обычно ускоряет реакцию. Этот факт несколько удивляет, но он, возможно, является результатом удаления продуктов реакции с поверхности известняка более вязкой кислотой. В сравнительных испытаниях, сделанных в условиях, моделирующих утечку кислоты через поверхность трещины, скорость реакции была уменьшена за счет загущающего агента, осаждающего корку на поверхности известняка.

Вспенивание кислоты также было предложено как метод замедления реакции. Обычно предполагается, что результирующая более высокая вязкость вспененной кислоты замедляет массообмен и уменьшает скорость реакции кислоты. Однако данные, подтверждающие это предположение, довольно ограничены. Holcomb (1977) представил данные, подтверждающие хорошее замедление для пенящейся кислоты. Однако условия его испытаний были не вполне близки к реальности. Scherubel и Crowe (1978) и Форд (1980) также исследовали пенящиеся кислоты, но они прежде всего сконцентрировали внимание на исследовании характеристик утечек. Форд наблюдал, что в опытах по разъеданию трещины большее количество материала керна было растворено пенящейся, а не обычной кислотой. Это противоречит ранее упомянутым исследованиям Holcomb. В связи с недостатком надежных данных относительно скорости реакции пенящихся кислот, не ясно, обеспечивает ли пенящаяся кислота очень большое действительное замедление. В любом случае разбавление кислоты большим количеством газа, требуемым для того, чтобы создать

устойчивую пену, по-видимому, аннулирует любое преимущество более низкой скорости реакции. Первичные преимущества пенящейся кислоты – очевидно низкие утечки и улучшенные характеристики очистки.

МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОВОДИМОСТИ ТРЕЩИНЫ

Для того чтобы кислотный гидроразрыв был эффективным, стенки трещины, подвергаемые воздействию кислоты, должны быть разъедены достаточно, чтобы после обработки остались проводящие каналы. На проводимость разъеденной трещины влияет количество растворенного материала и то, как этот материал удален. Если стенки трещины разъедаются равномерно, проводимость после того, как трещина сомкнется, очень низка. К счастью, ряд факторов вызывает неравномерное разъедание стенок трещин. Большинство продуктивных пластов содержит различные минералы. Так как кислота реагирует с разными минералами с различными скоростями, в результате разъедание получается неравномерным. Кроме того, на скорость реакции кислоты значительно влияет скорость потока кислоты. При высоких скоростях потока скорость реакции выше и удаляется большее количество материала; меньшее количество минерала растворяется при медленном движении или в статических условиях. Это явление приводит к эрозии стенок трещин в областях с более быстрым кислотным потоком, что и создает эрозионную сеть, внешне похожую на реки и долины. Если эти каналы развиваются, то кислота будет течь в основном избирательно вдоль нескольких из больших каналов, и большая часть стенок трещины остается относительно неразъеденной. Это не только предотвращает увеличение проводимости трещины, но и увеличивает утечку активной кислоты за счет уменьшения величины активной поверхности, с которой кислота соприкасается. Кислотное травление фактически происходит только приблизительно на 40% поверхности трещины.

Другими важными факторами, влияющими на окончательную проводимость трещины, являются прочность горной породы и напряжение смыкания трещины. Если горная порода слишком мягка или напряжение смыкания слишком велико, разрушение стенок трещины может приводить к потере проводимости. Мягкие меловые пласты особенно подвержены этой проблеме.

При попытках максимизации проводимости трещины были разработаны различные технологии и материалы. Технология, используемая чаще всего, включает закачку порции вязкой жидкости перед кислотой. Присутствие этой более вязкой жидкости в трещине предотвращает вязкостное образование языков поступающей следом менее вязкой кислоты. Этот выделенный кислотный поток

Таблица 1 – Влияние вязкости кислоты на скорость текущей кислоты (Gdanski и Норман, 1983)

Тип геологического агента	Концентрация кислоты (г-моль/л)		DC	Скорость	Изменение скорости реакции по сравнению с незагущенной кислотой (%)
	Начальная	Конечная			
Пет	0,165	0,150	0,015	1,20	+33
Полимер	0,165	0,147	0,018	1,33	
Пет	0,319	0,282	0,037	1,14	+14
Полимер	0,319	0,283	0,036	1,33	
ПАВ	0,315	0,279	0,036	1,32	+16
Пет	0,980	0,898	0,082	1,08	+3
Полимер	0,976	0,906	0,070	1,30	
ПАВ	0,976	0,911	0,065	1,26	-8

Примечание. Сравнение скоростей реакций выполнено с введением поправок на разницу во временах реагирования, вытекающую из разностей в скоростях закачки.

увеличивает расстояние проникновения кислоты и ведет к созданию глубоких каналов с хорошей проводимостью. Broaddus и Кнох (1965) заявили, что использование ингибиторов кислоты типа ПАВ также улучшает проводимость трещины, способствует неравномерному травлению. Однако это кажется недоказанным в свете более поздних исследований Nierode и Kruk (1973), показавших, что такие ингибиторы неэффективны в условиях, моделирующих типичные промышленные. При кислотном гидроразрыве для получения более высокой проводимости трещины используются также закрепляющие материалы. Обычно они нагнетаются в конце обработки, чтобы обеспечить хорошую проводимость в прискважинной области. Эта технология обычно используется при кислотной обработке мягких пород, которые плохо поддаются кислотному гидроразрыву из-за разрушения разъедаемой кислотой трещины.

МОДЕЛИ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

Имеются различные математические модели для предсказания результатов кислотного гидроразрыва. Varon и другие (1962) сообщили о первой попытке моделирования процесса кислотного гидроразрыва. Исследователи измеряли скорость реакции кислоты, текущей между параллельными мраморными пластинами. Данные были масштабированы к промышленным условиям и использовались для того, чтобы вычислить расстояние проникновения кислоты. Из этой ранней работы были развиты более сложные модели, так как авторы полагали, что такие модели должны быть более представительными для процесса кислотного гидроразрыва. Это модели Roberts и Guin (1975), Nierode и др. (1972), Nierode и Williams (1971) и van Domselaar и др. (1973), разработанные для предсказания расстояния эффективного

проникновения кислоты и основанные на законах поверхностной кинетики, течения в трещинах и фильтрации через стенки трещин.

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

Свойства горной породы и флюида в пласте, который должен быть подвергнут кислотному гидроразрыву, показаны в табл. 2, моделирование работы и его результаты показаны в табл. 3 и 4 и на рис. 9. Параметры процесса приведены в табл. 3. Эволюция ширины трещины гидроразрыва показана на рис. 9. Во время закачки первых 76 м³ инертной пробки ширина трещины гидроразрыва увеличивается из-за более высокой вязкости пробки. Добавление менее вязкой кислоты приводит к уменьшению ширины трещины. Простая кинетика реакции позволяет вычислить ширину разъединенной части трещины. Результаты показаны в табл. 4, откуда видно, что средняя ширина разъединенной части равна 2,5·10⁻³ м, а полудлина трещины равна 98 м.

Таблица 2 – Свойства горной породы и пластового флюида для примера проекта кислотного гидроразрыва

Модуль Юнга	41368,6 МПа
Коэффициент Пуассона	0,25
Высота залежи (нетто)	15,24 м
Высота трещины	45,72 м
Вязкость пластового флюида	0,3 см
Полная сжимаемость залежи	1,38 > 10 ⁻⁷ 1/МПа
Растворимость в HCl	99%
Температура	82,2°C
Площадь	16,19 га

Таблица 3 – Данные о нагнетаемой жидкости для примера проекта

Объем инертной пробки		75,7 м ³
Объем кислоты (15% весовых)		26,5 м ³
Объем промывки (воды)		11,4 м ³
Скорость закачки		1,59 м ³ /мин
Инертная пробка	Линейная жидкость на водной основе с понизителем водоотдачи	
Показатели степени закона гидравлики		0,5
Консистенция жидкости		0,0049 г-сек/см ²
Коэффициент утечки жидкости		0,6 мм/мин
Кислота		15
Ньютоновская вязкость	1 сантипуаз	1 спз
Добавок, снижающих утечку, нет		

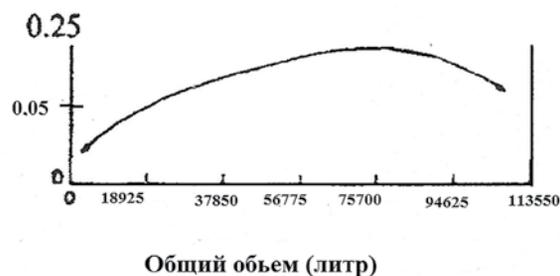


Рисунок 9 – Эволюция ширины трещины для примера кислотного гидроразрыва

ЛИТЕРАТУРА

- Barren A.N., Hendrickson A.R. и Wieland D.R. Влияние течения на реакционную способность кислоты в карбонатной тещине. – JPT (апрель 1962), 409-415; Trans., AIME (1966). – 225 с.
- Broaddus G.C. и Кнох J.A. Влияние типа и количества кислоты на разъедание известняка: Доклад API 581-39-1, представленный на Совещании API по среднеконтинентальным районам США 1965 года, Wichita.
- Chatelam J.C., Silberberg I.H. и Schechter R.S. Термодинамические ограничения в системах органическая кислота – известняк. – SPEJ (август 1970). – С. 189–195.
- Coulter A.W., Crowe C.W., Barrett N.D. и Miller B.D. Последовательные порции инертной жидкости пробки и кислоты обеспечивают лучший контроль за утечкой при кислотном обработке трещины. – SPE 6124, 1976.
- Crowe C.W., Hutchinson V.H. и Trittipio B.L. Управление потерями жидкости – ключ к успешному кислотному гидроразрыву. – SPE 16883, 1987.
- Crowe C.W., Martin R.C., и Michaelis A.M. Оценка кислотных загустителей для использования при обработке скважин. – JPT (август 1981), 415–424.
- Crowe C.W., McGowan G.R. и Baranet S.E. Исследование замедленных кислот обеспечивает лучшее понимание их эффективности и потенциальных выгод. – SPE 18222, 1988.
- Ford William G.F. Вспененная кислота как эффективная жидкость для стимуляции скважин. – SPE 9385, 1980.
- Gdanski R.D. и Norman L.R. Влияние фильтрующихся твердых частиц на скорость реакции кислоты. – SPE 12151, 1983.
- Geertsma J. и de Klerk F. Быстрый метод предсказания ширины и протяженности трещины гидроразрыва. – JPT (декабрь 1969), 1571–1581, Trans, AIME. – 246 с.
- Hendrickson A.R., Hurst R.E. и Wieland D.R. Техническое руководство для планирования кислотных обработок, основанное на определенных параметрах пласта. – SPE, 1959.
- Holcomb D.L. Вспененная кислота как средство для обеспечения длительного замедления. – SPE 6376, 1977.
- Патент США № 4591 447. Kubala G. Геле- и или пенообразователи на водной основе для водных растворов кислот и метод их использования. 1986.
- McGuire W.J. и Sikora V.J. Влияние вертикальных трещин на продуктивность скважины. – Trans., AIME (1960) 219. – С. 401–403.
- Nierode D.E., Williams B.V. Характеристики кислотных реакций в пластах известняка. – SPEJ (декабрь 1971). – С. 406–418.
- Nierode D. E., Williams B.V. и Bombardieri C.C. Прогноз стимуляции на основе кислотного гидроразрыва, J. Cdn. Pet. Tech. (октябрь-декабрь 1972). – С. 31–41.
- Nierode D.E., Kruk K.F. Оценка снижающих утечку кислоты добавок, замедленных кислот и проводимости трещины, обработанной кислотой. – SPE 4549, 1973.
- Norman L.R. Свойства и предварительные результаты испытаний на месторождении жидкого гелеобразующего агента для кислоты. – SPE 7834, 1978.
- Novotny E.J. Прогноз стимуляции посредством кислотного гидроразрыва, использующий конечную проводимость трещины, (сентябрь 1977). – С. 1186–1194.
- Ren Shu-guan и Xiong Hong-jie. Влияние температурного поля и эффекта общего иона на эффективное проникновение кислоты в системы трещин. – SPE 14852, 1986.
- Roberts L.C. и Guin J.A. Новый метод расчета расстояния проникновения кислоты. – SPEJ (август 1975). – С. 277–286.
- Rowan G. Теория кислотной обработки известняковых пластов. Int. Inst. Pet. (1957) 45. – № 431.
- Schechter R.S. и Gidley J.L. Изменение распределения пор по размерам из-за поверхностных реакций в пористых средах. – A1ChEJ (Май 1969). – С. 339–350.
- Scherubel G.A. и Crowe C.W. Вспененная кислота: новый подход в кислотном гидроразрыве. – SPE 7568, 1978.
- Schriefer F.E. и Shaw M.S. Использование мелкой соли как материала для уменьшения утечки жидкости при кислотном гидроразрыве. – SPE 7570, 1978.
- Smith C.F., Crowe C.W. и Wieland D.R. Кислотный гидроразрыв в высокотемпературном известняке. – SPE 3008, 1970.
- van Domselaar H.R., Schols R.S. и Visser W. Анализ процесса кислотного разъедания при кислотном гидроразрыве. – SPEJ (август 1973). – С. 239–250.
- Балакиров Ю.А., Бугай Ю.Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче. – Киев: МНТУ, 2000.



**CASPIAN
OIL & GAS**

22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



ВЫСТАВКА

2 - 5

ИЮНЯ 2015

БАКУ



www.caspianoilgas.ru

КОНФЕРЕНЦИЯ

3 - 4

ИЮНЯ 2015

БАКУ

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ СОБЫТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**



ITE MOSCOW

T +7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

T +44 (0) 207 596 5000

E og@ite-events.com



Нужна новая промышленная политика

New Industrial Policy Needed

Специалисты нефтегазового сервиса обсуждают влияние политической ситуации на развитие отрасли.

Gas and oilfield service specialists discuss the influence of the political situation on the industry development.

Алексей АБЛОВ, руководитель службы ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»:

– Секторальные санкции нас пока не коснулись напрямую, но ситуация напряженная, потому что очень мало российских фирм предлагают эффективные технологии по ремонту скважин, по изготовлению оборудования. Весьма активно работает «Шлюмберге» и другие компании с иностранным капиталом, они принесли много полезных инноваций в отрасль, но что-то незаметно участия в этом процессе наших университетов, институтов, нашей Силиконовой долины. Поэтому хотелось бы пожелать, чтобы эта ситуация действительно явилась бы толчком для нашей науки и для наших институтов, чтобы отечественные специалисты осуществили прорыв в технологиях и помогли России в освоении ее же богатств. Нашему Таможенному союзу нужно не зависеть от тех интересов, которые сегодня есть в мире. Мы должны быть самодостаточны, чтобы в такие моменты, какой мы переживаем сейчас, не зависеть от отношения к России и Таможенному союзу со стороны других государств и политических образований.

Павел ПОПОВ, директор, ООО «Нефтегазтехнология»:

– В поле нашего обсуждения в основном технологии, которые пришли к нам с Запада. В тренде ГРП, колтубинговые технологии... Но я хотел бы обратить внимание на технологии инновационные, которые только начинают внедряться. Ведь у каждой технологии есть свой период жизни, и нужно понимать, что нельзя сравнивать ГРП с, например, новой технологией сейсмического воздействия на залежь. На каждом этапе технология имеет свой возраст, поэтому к каждой технологии должно быть соответствующее отношение как недропользователей, так и

Aleksey ABLOV, CT Service Manager, Packer Service LLC:

– The sectoral sanctions have not yet affected us directly but the situation is tense as there are very few Russian companies which offer effective workover and equipment-production technologies. Schlumberger and other companies with a foreign capital have been quite active; they implemented a number of useful

innovations in the industry; however, the participation of our universities, institutes, and the 'Silicon Valley' in this process has been unnoticeable. Therefore, I would like this situation to become a driver for our science and our institutes and I wish our domestic specialists would make a technological breakthrough and help Russia reclaim

Ситуация напряженная, потому что очень мало российских фирм предлагают эффективные технологии по ремонту скважин, по изготовлению оборудования.

The situation is tense as there are very few Russian companies which offer effective workover and equipment-production technologies.

its own riches. Our Customs Union should not depend on the prevailing interests in the world. We should be self-sufficient so that in such situations as the one we are experiencing now we would not depend on the attitude of other countries and political entities towards Russia and the Customs Union.

Pavel POPOV, Director, Neftegaztekhlogiya LLC:

– The focus of our attention is, mainly, on technologies which came to us from the West. Hydraulic fracturing, coiled tubing technologies are on trend... But I would like to bring to notice innovative technologies which are only beginning to be implemented. Each technology has its own life cycle and we should realize that we cannot compare hydraulic fracturing with, say, the technique of seismic

подрядных организаций. Я призываю недропользователей к опытно-промышленным работам, к тому, чтобы они более открыто шли навстречу подрядным организациям, создавали условия для роста инноваций. Иначе мы так и будем, образно выражаясь, «заглядывать за забор».

Руслан ИГИЛОВ,
коммерческий директор,
ООО «Техностройлизинг»:

– Процессы, от которых мы зависим, и инновации в этих процессах, к сожалению, не все разработаны в нашей стране. Поэтому сегодня очень важно продвигать научную составляющую, разрабатывать собственные инновационные подходы. Пора уже не просто перенимать опыт, а самим становиться учителями.

Алексей КОЛОДА, главный специалист,
ООО «Газпром нефть шельф»:

– Секторальные санкции очень чувствительны для освоения шельфовых месторождений, потому что у российских разработок, касающихся освоения шельфа, опыта использования практически нет, и технологии, которые мы применяем, на процентов 95 иностранные. Я имею в виду заканчивание скважин и другие сложные работы.

Эдуард СОРОКИН,
начальник отдела технологий
внутрискважинных работ,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»:

– По сравнению с другими компаниями «ЛУКОЙЛ» активно внедряет именно отечественный передовой опыт. Динамика роста числа опытно-промышленных работ в последние годы у нас составляет 20–25%. Если у вас есть передовые идеи, интересные технологии, методы, добро пожаловать к нам!

Руслан ЛИТФУЛЛИН,
ведущий инженер отдела ТКРС
Департамента добычи нефти и газа,
ООО «Башнефть-Добыча»:

– Я считаю, что секторальные санкции помогут развиваться нашему российскому сервису, дадут толчок нашей прикладной науке. Конечно, мы не заменим абсолютно всё, что попадет под санкции, но я считаю, что импульс для развития будет. Хватит нам смотреть на Запад!

**Ваха СОБРАЛИЕВ, советник генерального
директора, ОАО «Росгеология»:**

– Сегодняшняя ситуация напоминает 2008 год, ►

Я призываю недропользователей к тому, чтобы они более открыто шли навстречу подрядным организациям, создавали условия для роста инноваций.

I call on users of subsurface resources to be eager to meet contracting organizations halfway, to enable growth of innovations.

reservoir exposure. At each stage a technology has its age, therefore both users of subsurface resources and contracting organizations need to have corresponding attitude to each technology. I call on users of subsurface resources to run field trials, to be eager to meet contracting organizations halfway, to enable growth of innovations. Otherwise we will still be, figuratively speaking, peeking over the fence.

Ruslan IGILOV, Commercial Director,
Tekhnostroylizing LLC:

– Not all of the processes we depend on and innovations in these processes have, unfortunately, been developed in our country. That is why it is very important to promote science, to develop our own innovative approaches. It is time we did not simply adopt practices but became teachers ourselves.

Aleksey KOLODA, Chief Specialist, Gazprom Shelf Neft LLC:

– Sectoral sanctions have a strong impact on the development of offshore fields as Russian companies have practically no experience in developing offshore-field development techniques and 95% of the technologies we use are produced overseas. I mean well completion and other complex operations.

Eduard SOROKIN, Head of the Department for Well Intervention Techniques, LUKOIL-Engineering LLC:

– Compared to other companies, LUKOIL has actively implemented specifically domestic best practices. Over the recent years the growth rates for field trials have equaled 20–25%. If you have

advanced ideas, interesting technologies, methods, you are welcome to join us!

Ruslan LITFULLIN, Lead Engineer, Well Servicing and Workover Unit, Oil and Gas Production Department, Bashneft-Dobycha LLC:

– I believe that sectoral sanctions will help our Russian service develop and will serve as a driver for our applied science. Naturally we are not going to ►

По сравнению с другими компаниями «ЛУКОЙЛ» активно внедряет именно отечественный передовой опыт. Динамика роста числа опытно-промышленных работ в последние годы у нас составляет 20–25%.

Compared to other companies, LUKOIL has actively implemented specifically domestic best practices. Over the recent years the growth rates for field trials have equaled 20–25%.

когда цена на нефть тоже резко упала – до 40 долларов. Тогда цена быстро поднялась, но выводов из той ситуации мы не сделали и практически никаких действий не предприняли. И сегодня, если называть вещи своими именами, отрасль, к сожалению, находится «ниже плинтуса». В сложившихся условиях реальный сектор российской экономики сам по себе ничего не сможет сделать, потому что банковская система как не работала на реальный сектор, так и не работает. На те проценты и те короткие деньги, которые действуют, можно заниматься только куплей-перепродажей, тогда как производство требует долгосрочных вложений и соответствующего банковского процента. К сожалению, тут ничего не меняется, и то, что мы за короткий период можем переломить ситуацию – иллюзия. Нужны конкретные решения, которые позволят компаниям начать двигаться вперед, а не декларативные заявления. Производственники, участвующие в реальном секторе экономики, прекрасно понимают, что собой представляют договоры, особенно те, которые идут от монопольных крупных компаний и предполагают оплату через полгода или восемь месяцев при полной ответственности, понятно, со стороны подрядчиков – сервисных компаний и отсутствии ответственности как таковой со стороны заказчиков. Ситуация по щучьему велению не изменится. Нужна новая промышленная политика в государстве, конкретные действия.

Андроник ГРИГОРЬЕВ, начальник отдела супервайзинга по ГРП и ГНКТ, ООО «РН-Юганскнефтегаз»:

– Санкции, которые приняты в отношении нашей отрасли, обнажили все проблемы. Дело в том, что мы не одно десятилетие смотрели на Запад и брали оттуда технологии и оборудование. Мы стремились соответствовать Западу, хотя российская нефтегазовая отрасль имеет более чем столетнюю историю. Сегодня многие подрядчики испытывают сложности по линии оплаты услуг заказчиками, но в то же время большинство из этих сервисных компаний живут и развиваются, потому что сказали себе: «Нет предела совершенству». Как правило, интенсивно развивающиеся компании располагают свое руководство не в столице, а на местах, где осуществляется производство, тем самым значительно сокращая затраты на содержание аппарата управления. Я не прогнозирую, что у заказчиков появится больше денег для сервисных компаний. Поэтому советую сервисным компаниям расширять свой кругозор и брать на вооружение самые эффективные технологии. Компания «Шлюмберже» процветает не только потому, что устанавливает высокую цену

Производство требует долгосрочных вложений и соответствующего банковского процента.

Production requires long-term investments and adequate interest rates.

replace everything that will be targeted by the sanctions but I think we will receive an impetus for development. We should stop looking up to the West!

Vakha SOBRALIYEV, Adviser to CEO, OJSC ROSGEO:

– Today's situation reminds of 2008 when the oil price also dropped rapidly to \$40. The price then grew up quickly but we did not draw conclusions from that situation and took practically no action. And today, if we call it like it is, the industry has unfortunately hit the bottom. Under the current circumstances the real sector of the Russian economy cannot do anything on its own because the banking system did not and still does not work for the benefit of the real sector. The interest rates and the short-term money they offer can only serve to purchase and resell whereas production requires long-term investments and adequate interest rates. Unfortunately, nothing is changing and it is an illusion that we will be able to turn the tide over a short period of time. We need specific decisions which would allow companies to move forward and not declarative statements. Manufacturers who participate in the real sector of economy fully realize what contracts add up to, especially those coming from major monopolies, and prefer payments due in half a year or eighteen months and require full liability from contractors – oilfield service companies and no liability as such from customers. The situation will not change as if by magic. The country needs new industrial policy, specific actions.

Мы стремились соответствовать Западу, хотя российская нефтегазовая отрасль имеет более чем столетнюю историю.

We have strived to conform with the West although the Russian oil and gas industry is more than one hundred years old.

Андроник ГРИГОРЬЕВ, Head of the Hydraulic Fracturing and Coiled Tubing Supervising Unit, RN-Yuganskneftegaz LLC:

– The sanctions imposed on our industry have exposed all our problems. The truth is that for decades we have looked up to the West and borrowed their technologies and equipment. We have strived to conform with

the West although the Russian oil and gas industry is more than one hundred years old. Today many contractors experience difficulties with being paid by their customers for the services provided, but at the same time most of those oilfield service companies are alive and kicking because they told themselves, "There is always room for perfection." As a rule, the management of intensively developing companies is

на услуги, а еще и за счет того, что она работает в разных регионах, имеет широкий спектр технологий, демонстрирует гибкий подход к заказчику. Взять на вооружение эти принципы – мое пожелание всем.

**Владимир СКУРИХИН,
заместитель начальника
технического отдела,
Боровичский комбинат
огнеупоров:**

– Боровичский комбинат огнеупоров, как российское предприятие, практически не зависит от западных санкций. Мы используем отечественные материалы и процессы, а потому можем себе позволить работать без применения импортных и импортозамещающих технологий. Мы сами для себя так поставили задачу и выполняем ее: большая часть наших разработок проводилась по нашей собственной инициативе. Если у наших заказчиков есть какие-то требования или пожелания по изменению функциональных свойств проппантов в соответствии с условиями их применения, мы готовы их рассмотреть и реализовать в своем технологическом процессе. По тем требованиям, которые существуют сейчас, мы выпускаем продукт, востребованный на рынке. По сравнению с 2013 годом мы на 16% с небольшим увеличили объемы производства. Конечно, нам помогают санкции, которые предотвратили поступление на российский рынок некоторого количества зарубежного проппанта. Мы видим свое развитие в собственных силах, технологиях и материалах. Есть и сложности: диктат монополистов, заказчиков и т.д. Но Боровичский комбинат огнеупоров – небольшое предприятие, и мы уже приспособились к этим давлению. Сложности нас уже не пугают.

**Константин БУРДИН, главный инженер
департамента по ремонту скважин с ГНКТ,
«Шлюмберже»:**

– Небольшой комментарий в защиту компании «Шлюмберже», которой все чаще приходится выслушивать упреки. Приведу несколько фактов. Из шестнадцати тысяч работников компании в Российской Федерации у нас не более десяти человек иностранцев. В процентном отношении это меньше доли процента. Технологическая компания «Шлюмберже» зарегистрирована в России. Большинство ее приобретенных дочерних компаний также зарегистрированы в России. Те технологии, которые мы применяли, продолжают применяться в России и сейчас. Под санкциями у нас только Арктика, нетрадиционные запасы и deep water, но мы имеем право работать и в этих направлениях с, условно говоря, российским оборудованием. Отсюда вытекает наше техническое задание

Мы видим свое развитие в собственных силах, технологиях и материалах.

In our development we rely on our own strength, technologies and materials.

not located in the capital but at the place of production thus significantly reducing the costs of administration. I do not anticipate that customers will have more money for oilfield service companies. Therefore, I recommend

that service company broaden their horizons and adopt most effective technologies. Schlumberger thrives not only because they set the highest price for their services but also because they work in various regions, have a wide range of technologies, demonstrate a flexible approach to customers. My wish is that all companies adopt those principles.

**Vladimir SKURIKHIN,
Deputy Head of the Technical Department,
Borovichi Refractories Plant:**

– Borovichi Refractories Plant, being a Russian enterprise, practically is not affected by the western sanctions. We use domestic materials and processes and therefore we are able to work without using imported and import-substituting technologies. That is the task we set before ourselves and we are fulfilling it: most of our developments have been made on our own initiative. If our customers have any specific requirements or preferences related to changing the functionalities of our proppants according to the conditions of their use, we are ready to consider them and implement in our process. In line with current requirements we produce a products which in high demand at the market. Compared to 2013, we have increased our output by slightly over 16%. Naturally, we benefitted from the sanctions that prevented certain amount of foreign proppant from coming to the Russian market. In our development we rely on our own strength, technologies and materials. Nevertheless, there are certain challenges: the dictate of monopolists, customers, etc. But Borovichi Refractories Plant is a small-scale enterprise and we have adapted to such pressure. We are not easily scared by difficulties.

У «Шлюмберже» от западного остались только технологии и наше честное имя.

Technologies and goodwill are the only western things Schlumberger now has.

**Konstantin BURDIN, Chief
Process Engineer,
CT-Assisted
Well Workover
Department,
Schlumberger:**

– I will speak shortly in defense of Schlumberger who more often than not has to suffer criticism.

Let me give some background: out of sixteen thousand employees in the Russian Federation not more than ten people are foreign nationals. Percentage-wise it is less than a thousandth part of a percent. Schlumberger is an engineering company registered in Russia. Most of its acquired subsidiaries are also registered in Russia. The

к «ФИДМАШу» о возможности изготовления колтюбинговой установки для офшора. Мы также имеем программу импортозамещения. В настоящее время мы ищем российские аналоги большинства реагентов и большей части технологического оборудования и собираемся все это закупать. Производство продукции, которая раньше выпускалась в Америке и Европе, сейчас переносится нашей компанией на Восток. До конца 2015 года большая часть этого оборудования будет доступна и выйдет из-под санкций. Так что у «Шлюмберже» от западного остались только технологии и наше честное имя.

Дмитрий ГРИБАНОВСКИЙ, член совета Группы ФИД:

– Несомненно, что в современных условиях для сервисных и добывающих компаний увеличивается сложность получения современных технологий и оборудования от иностранных компаний. Именно сейчас становится понятно, что отечественным производителям оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса и его потребителям очень важно держаться вместе для создания собственного независимого рынка и оборудования и услуг. При грамотно поставленных технических задачах, при четком понимании технологии и особенностей эксплуатации мы как производители готовы решать практически любые задачи при создании новых инновационных образцов нефтегазового оборудования. Могут вас уверить и на конкретных примерах это продемонстрировать.

Но покажите: если вы заинтересованы в получении новейших образцов оборудования, где можно ознакомиться с перспективными технологиями, освоение которых для вас сейчас актуально? Где можно ознакомиться с проектами технических заданий на интересующее вас образцы?

Хочу выступить с предложением создать банк технических заданий (или информационную площадку для их размещения) и предоставить производителям оборудования возможность с ними ознакомливаться для выработки эффективных технических предложений.

Давайте начнем обмениваться идеями! Это может стать импульсом к развитию отечественного нефтегазового рынка услуг и оборудования!

От редакции журнала «Время колтюбинга»:

Давайте начнем обмениваться идеями! Предлагаем в качестве площадки для такого обмена страницу сайта www.cttimes.org

Присылайте по адресу cttimes@cttimes.org свои технические задания для создателей оборудования, а мы их вывесим для ознакомления и обсуждения.

technologies we used are still used in Russia today. Only the Arctic Region, non-conventional reserves and deep water are targeted by the sanctions but we can work in those areas as well if we use Russian equipment, hence our terms of reference for NOV FIDMASH to produce a coiled-tubing rig for offshore operations. We also have an import-substitution program in place. At present we are searching for Russian alternatives to most reagents and process equipment and are going to procure them. Our company is now relocating our production from America and Europe to the East. Before the end of 2015 most of that equipment will become available and the relevant sanctions will be lifted. Thus, technologies and goodwill are the only western things Schlumberger now has.

Давайте начнем обмениваться идеями!
Let's start sharing ideas!

Dmitriy GRIBANOVSKIY, Member of the Board, FID Group:

– There is no doubt that under current circumstances oilfield service and production

companies experience increasing difficulties in obtaining state-of-art technologies and equipment from foreign companies. It is precisely now that we have realized that the domestic manufacturers of gas and oilfield service equipment and its users should stick together to create their own independent market both of equipment and services. Given the adequate technical specifications and clear understanding of technologies and operating features, we as manufacturers are ready to solve practically any tasks related the development of new innovative prototypes of oil and gas equipment. I can assure you of that and prove it by giving specific examples.

If you are interested in obtaining cutting-edge prototypes, then show us where we can familiarize with advanced technologies you are most eager to develop. Where can we find out about the terms of reference for the prototypes are you interested in?

I would like to propose to create a ToR database (or a ToR information platform) and to enable equipment manufacturers to familiarize with them and to come up with feasible technical proposals.

Let's start sharing ideas! This may become an impetus to develop the domestic market of oil and gas equipment and services!

From the Editor's Office of Coiled Tubing Times:

Let's start sharing ideas! We suggest using the web-page www.cttimes.org as a platform for such sharing

Send your terms of reference for equipment manufacturers to cttimes@cttimes.org and we will post them for information and discussion.

Ufi
Approved
Event



MI OGE

13-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



ПАРТНЕРЫ



23-26

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

23-25

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com



ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Уважаемые коллеги!

Вашему вниманию предлагается только что вышедшее в России в издательстве «Профессия» (Санкт-Петербург) издание книги Малкома Келланда «Промысловая химия в нефтегазовой отрасли». Это перевод второго издания книги, вышедшей в издательстве CRC Press Taylor & Francis Group (Boca Raton-London-New York) в 2014 году, уточненное и дополненное автором.



Автор пришел к выводу, что существует недостаток научной литературы, посвященной различным вопросам нефтепромышленной химии. Не было книги, которая подробно рассматривает структуру нефтепромышленных реагентов и их воздействие на окружающую среду, с тем чтобы помочь компаниям и производителям реагентов разрабатывать более качественные и экологически безопасные реагенты.

В книге собран материал по разработке и применению реагентов для нефтегазодобычи и транспорта углеводородов, созданный многими исследователями, и который является актуальным на сегодняшний день. Представлены основные классы химических веществ, применяющихся для этой цели, куда входят как простые соединения, например, неорганические кислоты, необходимые для кислотных обработок, соли, используемые для глушения, спирты, известные как растворители или ингибиторы гидратообразования, так и востребованные для различных процессов сложные органические соединения, такие как поверхностно-активные вещества, полимеры, смолы и др.

Специалисты, которые занимаются исследованиями в области нефтепромышленной химии, получили прекрасную возможность охватить широкий спектр существующих разработок за рубежом.

Уникальность издания заключается в том, что автор предлагает читателю не только товарные названия и характеристики реагентов, как это сегодня принято в отечественных изданиях, а их химическую суть – представлены структурные формулы реагентов различных классов, показано, как работают их модификации и составы на их основе. Эти материалы Малком Келланд получил в первую очередь при анализе огромного объема патентной информации и литературных источников по разработке и

применению реагентов, который стал возможен благодаря широкому кругозору и собственному опыту автора, посвятившего данной области знаний многие годы.

Малколм Келланд с отличием окончил химический факультет Оксфордского университета. С 1991 по 2000 год он работал в институте RF-Rogaland Research (Ставангер), в основном в проектах, связанных с нефтепромышленной химией, в том числе посвященных газовым гидратам, солеотложениям, коррозии, парафинам и химическим реагентам для снижения гидравлических потерь. После опыта работы в небольшой сервисной компании нефтепромышленных реагентов, в 2001 году он перешел на работу в университет города Ставангер (UiS) (Норвегия), где в настоящее время является профессором неорганической химии. Он также является главным директором по науке Eco Inhibitors, подразделения UiS, которое оказывает консультации по поводу нефтепромышленных реагентов и владеет лицензией на ряд новых ингибиторов гидратообразования.

В предлагаемой книге рассмотрен широкий ассортимент продуктов для нефтепромышленной химии, куда входят реагенты для борьбы с осложнениями при добыче углеводородов: деэмульгаторы, флокулянты, биоциды, ингибиторы коррозии, солеобразования, отложения парафинов, асфальтенов, газогидратов, поглотители кислорода и сероводорода, антифрикционные присадки, антивспениватели, а также реагенты, применяемые в технологиях стимуляции нефтегазодобычи, таких как кислотные обработки, ограничение водопритоков и газовыделения, крепление песка, удаление при помощи пенообразователей жидкости с забоя газовых скважин.

В работе большое место отведено вопросам экологии, которые всегда возникают при применении химических реагентов на промысле, а также анализу промыслового опыта применения реагентов.

Эта книга может быть полезна специалистам нефтяных и газовых компаний, сервисных организаций, научно-исследовательских центров, разработчикам и поставщикам реагентов, а также студентам различных специальностей нефтяных и химических вузов, изучающим нефтепромышленную химию.

Д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, научный консультант журнала «Время колтюбинга» по промышленной химии

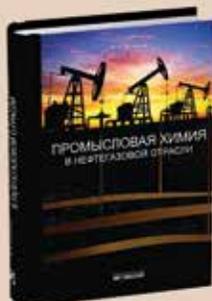
Л.А. Магадова



КНИГИ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ



ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА!



Промысловая химия в нефтегазовой отрасли

М.А. Келланд

Пер. с англ. 2-го изд. (2014, *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry, Second edition*)

под ред. Л.А. Магадовой

2014 г., тв. пер., 165×235 мм, 608 стр.

Цена: 3500 рублей

В обновленном издании представлен широкий ассортимент промышленной химии для нефтегазовой отрасли на основе многочисленных разработок, патентов, стандартов SPE. Рассмотрены состав, структура, свойства и область применения реагентов в зависимости от решения задач для бурения, добычи и транспортировки. Даны рекомендации по анализу и выбору реагентов с целью увеличения отдачи пласта, минимизации экологических загрязнений, уменьшения общих затрат. В специальных главах рассмотрены использование пенообразователей для обезвоживания газовых скважин, применение ингибиторов коррозии, поглотителей кислорода и сероводорода, флокулянтов, улучшение составов реагентов и технологий для стимулирования извлечения и поддержания качества нефти и газа.

Книга предназначена специалистам по промышленной химии, добыче и транспортировке нефти и газа, сервисных компаний, разработчикам и поставщикам реагентов, студентам профильных специальностей.

www.epcprof.ru - заказ on-line и все книги издательства

по электронной почте: info@epcprof.ru; shop@epcprof.ru

по тел./факсу: +7 (812) 313-54-14

почтой по адресу: 190020, Санкт-Петербург, а/я 140

Офис продаж в Москве

тел.: +7 (963) 668-84-89

электронная почта: moscow@epcprof.ru



КНИГИ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ



ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ!



Англо-русский словарь нефтегазовых и нефтехимических терминов

А.Бахадури, Ч.Нваоха, М.Кларк

Пер. с англ. (2014, *Dictionary of Oil, Gas, and Petrochemical Processing*)

Под ред. Глаголевой О.Ф., Голубевой И.А.

2015 г., ок. 500 стр.

выход – 1 сентября 2015

Англо-русский терминологический словарь содержит более 5000 современных терминов в области газа, нефти и нефтехимии, и охватывают разведку, добычу, переработку нефти и газа, а также связанные с отраслью управление, экономику, финансы и безопасность. Приведены основные значения в единицах СИ и их метрические эквиваленты, даны толкования для большинства терминов, введены новые термины и определения за последние 5 лет.

Словарь станет незаменимым источником понятий и терминов для исследователей, технических специалистов, ученых, переводчиков, студентов. Электронная версия (защищенный PDF-файл, будет доступен с 01.10.2015) позволит использовать его для быстрого поиска значений на мобильных устройствах и персональных компьютерах.

Стоимость подписки составит:

только бумажная версия

до 1.03.2015 - 3000 р.

до 1.05.2015 - 3500 р.

бумажная + электронная версия

до 1.03.2015 - 5500 р.

до 1.05.2015 - 6000 р.

Издание будет распространяться только по подписке, в связи с ограниченной лицензией, в свободную продажу книга не поступит.

www.epcprof.ru - заказ on-line и все книги издательства

по электронной почте: info@epcprof.ru; shop@epcprof.ru

по тел./факсу: +7 (812) 313-54-14

почтой по адресу: 190020, Санкт-Петербург, а/я 140

Офис продаж в Москве

тел.: +7 (963) 668-84-89

электронная почта: moscow@epcprof.ru

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

*Респондентам были предложены следующие вопросы:
The following questions were asked:*

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз).
Business profile of your Company (oil and gas producing, oil and gas servicing, equipment manufacturing company, research and development company, university/institute).
2. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»?
How long have you known Coiled Tubing Times Journal?
3. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
4. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?
Which high-tech oilfield service technologies are used in your Company?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, then which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilize?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5-10 years)?
12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами?
Which segments of the Russian oil and gas service may face the most serious problems due to the sectoral sanctions imposed by Western governments?
13. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования?
How can oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment?

COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

АХМЕТШИН Рубин Мударисович, главный инженер, ООО «Татнефть-Актюбинск РемСервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. С 2003 года.
3. Технологии и оборудование доставки с помощью ГНКТ в горизонтальный ствол протяженностью более 1000 м.
4. ГПП при МГРП, разбуривание портов МГРП, селективные ОПЗ с пакерными компоновками.
5. Да. ОПЗ нагнетательных скважин, промывка скважины перед проведением ГИС, исследование горизонтальных скважин.
6. «ФИДМАШ», Hydra Rig, Stewart & Stevenson.
7. Кислотное туннелирование, фрезерование металлического башмака хвостовика.
8. Применяет. Стандартный пропантовый ГРП.
9. «ФИДМАШ», Stewart & Stevenson.
10. Выравнивание профиля приемистости.
11. Многостадийный ГРП, изоляционные работы с применением пакерных компоновок.
12. Высокотехнологичное бурение и ремонт скважин.
13. Будут закупаться оборудование и привлекаться технологии, гарантирующие прирост добычи и покрытие инвестиций.

ЛИТВИНЕНКО Виталий Викторович, руководитель проекта ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. Около года.
3. Новейшие технологии по работе с колтюбингом.
4. МГРП (проведение ГРП и фрезерование после ГРП).
5. Да. Фрезерование после МГРП.
6. «ФИДМАШ», Hydra Rig.
7. Ловильные работы с применением колтюбинга.
8. Применяется МГРП.
9. –
10. –
11. Технологии МГРП.
12. –
13. –

ДВИБОРОДЧИН Михаил Фёдорович, заместитель начальника департамента по бурению и ВСП, ОАО «Газпром нефть»

1. Нефтегазодобывающая.
2. Пять-шесть лет.
3. Гибридные установки для бурения, КРС, ГНКТ.
4. Стандартные технологии ГНКТ, разбуривание портов МГРП, исследование скважин.
5. Наша компания применяет колтюбинговые технологии в регионах Ноябрьска, Ханты-Мансийска, Оренбурга, Томска.
6. В основном импортного производства. ►

Rubin AHMETSHIN, Chief Technology Officer, Tatneft-AktyubinskRemService, LLC

1. Oil and gas service.
2. Since 2003.
3. About technologies and equipment for CT conveyance of tools into long (more than 3,280 ft) horizontal sections.
4. Hydraulic jet perforation during multi-stage fracturing, milling of multi-stage frac ports/sleeves, selective bottomhole zone treatments with the use of packer assemblies.
5. Yes. Bottomhole zone treatments of injection wells, well cleanouts prior to logging operations, horizontal wells logging.
6. NOV FIDMASH, Hydra Rig, Stewart & Stevenson.
7. Acid tunneling, milling of liner's metal shoe.
8. Yes, we use it. It's standard hydraulic fracturing (with proppant).
9. NOV FIDMASH, Stewart & Stevenson.
10. Conformance control.
11. Multi-stage fracturing, isolation operations with the application of packer assemblies.
12. High-tech drilling and repair of wells.
13. They will purchase equipment and introduce technologies that guarantee production gain and return on investments.

Vitaliy LITVIENKO, Head of Coiled Tubing Project, Packer-Service, LLC

1. Oil and gas service.
2. For about a year.
3. About the newest coiled tubing technologies.
4. Multi-stage fracturing operations (including fracturing itself and milling of frac ports).
5. Yes. Milling of multi-stage frac ports.
6. NOV FIDMASH, Hydra Rig.
7. Fishing operations with CT utilization.
8. Yes, we use multi-stage hydraulic fracturing.
9. –
10. –
11. Multi-stage hydraulic fracturing technologies.
12. –
13. –

Michael DVIBORODCHIN, Deputy Head, Drilling and Well Intervention Department, Gazprom Neft, JSC

1. Oil and gas producing.
2. For five or six years.
3. About hybrid drilling rigs, well workover and CT technologies.
4. Standard CT technologies, milling of multi-stage frac ports, well logging operations.
5. Our company applies CT technologies in Noyabrsk, Khanty-Mansiysk, Orenburg and Tomsk regions.
6. Mainly, of foreign manufacturers.
7. Hydraulic fracturing of wells with inner diameter limitations that constrain the use of packers.
8. Yes. Mainly, we use conventional hydraulic ►

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

7. ГРП на скважинах с ограничением по внутреннему диаметру для спуска пакера.
8. Да. В основном пропантные ГРП, в регионе Оренбурга – кислотные.
9. Мы покупаем услуги по ГРП у сервисных компаний.
10. ГРП, ОПЗ.
11. Колтюбинговые технологии, различные виды заканчивания скважин и ГРП.
12. ГРП, заканчивание скважин, бурение.
13. В зависимости от политики ВИНК и цены на нефть.

САФИН Вячеслав Фангатович, главный геолог, ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

1. Нефтегазосервисная.
2. 2 года.
3. Обо всех новых технологиях, в частности, о колтюбинговом бурении на депрессии.
4. Почти все, за исключением ГРП и колтюбингового бурения (пока).
5. Да. Фрезерование портов МГРП, вымыв пропанта, освоение скважин азотом.
6. «ФИДМАШ».
7. Физическая ликвидация скважины, запасовка греющего кабеля в полость трубопровода.
8. Нет.
9. –
10. Колтюбинговое бурение, МГРП.
11. ГРП + ГНКТ-технологии, переключение портов МГРП, ГПП на ГНКТ с последующим ГРП.
12. Освоение арктического шельфа.
13. Повлияют на долгосрочный лизинг, поиск банковского продукта с наименьшими процентами.

СМИРНОВ Михаил Сергеевич, инженер-технолог, НПФ «Пакер»

1. Нефтегазосервисная компания, производитель оборудования.
2. 1 год.
3. Применение пакерного бурения при колтюбинге.
4. ОРТЗ.
5. Нет.
6. –
7. –
8. Нет.
9. –
10. –
11. –
12. –
13. Будет расширяться импортозамещение.

РОМАНЕЦ Виктор Викторович, начальник отдела супервайзерского контроля ТКРС ООО «Башнефть-Добыча»

1. Нефтегазодобывающая.

- fracturing (with proppant), while in Orenburg region we practice acid fracturing.
9. We purchase hydraulic fracturing services from oilfield service companies.
10. Hydraulic fracturing, bottomhole zone treatments.
11. CT technologies, various types of well completions and fracturing operations.
12. Hydraulic fracturing, well completion, and drilling operations.
13. It depends on the policy of a vertically integrated oil company and on oil prices.

Vyacheslav SAFIN, Chief Geologist, Ural-Design-PNP, LLC

1. Oil and gas service.
2. For 2 years.
3. About all new technologies and underbalanced coiled tubing drilling in particular.
4. Almost all, except for hydraulic fracturing and coiled tubing drilling.
5. Yes. Milling of multi-stage frac ports, proppant removal and nitrogen lift.
6. NOV FIDMASH.
7. Well abandonment, injection of heating cable into a pipeline.
8. No.
9. –
10. Coiled tubing drilling, multi-stage hydraulic fracturing.
11. CT hydraulic fracturing technologies, shifting of multi-stage frac ports/sleeves, CT-conveyed hydraulic jet perforation with subsequent hydraulic fracturing.
12. Development of Arctic shelf reserves.
13. Capital lease will be affected. The companies will try to seek for banking products offering the lowest interest.

Michael SMIRNOV, Process Engineer, NPF Packer

1. Oil & gas service and equipment manufacturing company.
2. For 1 year.
3. About the application of packers during CT drilling.
4. ORTZ??
5. No.
6. –
7. –
8. No.
9. –
10. –
11. –
12. –
13. Import substitution will be expanded.

Viktor ROMANEC, Head of Supervision Department, Well Workover and Servicing, Bashneft-Dobycha, LLC.

1. Oil and gas producing.
2. For 2 years.

COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

2. 2 года.
3. Работа ГНКТ в хвостовиках малого диаметра.
4. МГРП, ГРП, КГРП, освоение ГНКТ с азотом.
5. Да. У нас работает 8 флотов, из них 2 – с азотным комплексом.
6. «ФИДМАШ».
7. –
8. Да. Проппантный ГРП и КГРП.
9. Для производства этих работ нами привлекаются компании Trican Well Services и «Шлюмберже».
10. ЗБС, ЗБС и ГРП, КГРП, МГРП.
11. Бурение горизонтальных стволов с МГРП, в том числе ЗБС с МГРП и ГРП.
12. Высокотехнологичные сервисные услуги.
13. Будет развиваться импортозамещение.

МАРЧЕНКО Владимир Владимирович, инженер ГРП, БелНИПИнефть, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. Нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, исследовательская структура.
2. 5 лет.
3. Развитие технологий ГРП, новые технологии по интенсификации притока, новые технологии на ГНКТ.
4. РВП, ГРП, МГРП, всевозможные работы на ГНКТ.
5. Да. РВП, промывка скважин, разбуривание портов МГРП.
6. «ФИДМАШ».
7. ГРП и освоение скважин глубиной более 5500 м при пластовой температуре 180 °С с градиентом гидроразрыва 220 МПа/м.
8. Да. ГРП с проппантом, кислотный ГРП с проппантом, МГРП, ГРП на линейных гелях/вязкоупругих ПАВ.
9. «ФИДМАШ».
10. ГРП, МГРП, РВП.
11. МГРП в сланцевых коллекторах, вспомогательные работы ГНКТ, бурение горизонтальных скважин и боковых стволов.
12. Высокотехнологичные сервисные услуги: ГРП, МГРП, бурение.
13. Будут развиваться отечественные конструкторские и научно-исследовательские структуры с целью создания оборудования.

СОРОКИН Эдуард Викторович, начальник отдела технологий внутрискважинных работ, ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг»

1. Нефтегазодобывающая.
2. 3 года.
3. МГРП – опыт открываемых портов, опыт РИР (в т. ч. с ГНКТ) в горизонтальных скважинах.
4. ЗБС с протяженными горизонтальными участками, МГРП, ГНКТ.
5. Да. Но пока не очень широко.

3. About the operation of CT in small diameter liners.
4. Multi-stage, hydraulic and acid fracturing, CT-assisted nitrogen lift.
5. Yes. We have 8 CT fleets. Two of them include nitrogen complexes.
6. NOV FIDMASH.
7. –
8. Yes. Conventional hydraulic fracturing (with proppant) and acid fracturing.
9. We use the services of Schlumberger and Trican Well Services for performing such operations.
10. Sidetracking, sidetracking and hydraulic fracturing, acid fracturing, multi-stage fracturing.
11. Drilling of horizontal wells with subsequent multi-stage fracturing, including sidetracking operations with multi-stage and conventional hydraulic fracturing.
12. High-tech oilfield services.
13. Import substitution will be developing.

Vladimir MARCHENKO, HF Engineer, BelNIPIneft, RUP PO Belarusneft

1. Oil and gas production, oilfield service, and R&D company.
2. For 5 years.
3. About the development of hydraulic fracturing, EOR and CT technologies.
4. Radial drilling, hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, and various CT operations.
5. Yes. Radial drilling, well cleanouts, and milling of multi-stage frac ports.
6. NOV FIDMASH.
7. Hydraulic fracturing and completion of wells deeper than 18,000 ft with formation temperatures up to 356°F and frac gradient up to 9,753 psi per foot.
8. Yes. Hydraulic fracturing with proppant, acid fracturing with proppant, multi-stage fracturing, fracturing with linear gels and VDA's utilization.
9. NOV FIDMASH.
10. Hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, and radial drilling.
11. Multi-stage fracturing of shale formations, CT by-works, drilling of horizontal wells, and sidetracking operations.
12. High-tech oilfield services: Hydraulic fracturing, multi-stage fracturing, and drilling.
13. Domestic engineering and R&D companies will evolve and create new samples of equipment.

Eduard SOROKIN, Head of Well Intervention Technologies Department, Lukoil-engineering, LLC

1. Oil and gas producing.
2. For 3 years.
3. About multi-stage fracturing and shifting/opening of frac ports, cement squeeze operations (including CT-assisted) in horizontal wells.
4. Sidetracking operations, multi-stage fracturing, CT technologies.

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

6. Привлекаем на сервис подрядчиков. У подрядчиков парк от различных производителей.
7. Кислотное туннелирование.
8. Да, в основном это большеобъемные кислотные проппантные ГРП.
9. Привлекаем на сервис подрядчиков. У подрядчиков парк от различных производителей.
10. Технологии, позволяющие извлекать высоковязкие нефти; селективные составы для ОВП.
11. Горизонтальное бурение с протяженными стволами (включая офшор), МГРП с открываемыми портами, ГНКТ для ГИС/КРС в протяженных горизонтальных скважинах.
12. Бурение – проводка ствола на офшоре; КРС – значительная часть ПА монтируется на шасси КраЗ (Украина); ГНКТ (при ужесточении санкций), поскольку отсутствует качественная гибкая труба российского производства.
13. При дальнейшем снижении нефтяных цен вероятно замораживание капиталоемких проектов.

МАГАДОВА Любовь Абдулаевна, профессор, РГУ нефти и газа им И.М. Губкина

1. Исследовательская структура.
2. 10 лет.
3. Технологии ПНП, РИР с применением колтюбинга.
4. ГРП, ПНП, РИР, глушение, V_O, химизация.
5. Да. Кислотные обработки.
6. «ФИДМАШ».
7. ГРП с ИВП.
8. Да.
9. Stewart & Stevenson, «ФИДМАШ», СММ, китайское оборудование.
10. Полимерное заводнение, ASP-заводнение, выравнивание профиля (много видов).
11. Горизонтальное бурение, многостадийный ГРП, ГРП с применением трассеров, ГРП в сочетании (изоляция водопритоков, солеотложений и т.п.).
12. ГРП.
13. Будут покупать, деваться некуда!

Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу cttimes@cttimes.org или halina.bulyka@cttimes.org

5. Yes. But the range is not very wide yet.
6. We employ the services of independent contractors. They all have their own CT fleets of various manufacturers.
7. Acid tunneling.
8. Yes. Mainly, we use large-volume acid fracturing with proppant.
9. We employ the services of independent contractors. They all have their own CT fleets of various manufacturers.
10. Technologies that allow extraction of high-viscous oil; selective compositions for water shutoff operations.
11. Drilling of long horizontal sections (including offshore drilling), multi-stage fracturing with openable ports, and CT-assisted well logging/workover operations in long horizontal wellbores.
12. Drilling, including offshore drilling; well workover operations (since the major part of units are based on foreign KrAZ chassis); coiled tubing (if the sanctions will be expanded), since there is no high-quality Russian-manufactured coiled tubing.
13. If the oil prices continue to decline, capital-intensive projects will be suspended.

Lyubov' MAGADOVA, Professor, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas

1. Research and development structure.
2. For 10 years.
3. About EOR and cement squeeze technologies with CT application.
4. Hydraulic fracturing, EOR operations, cement squeeze, well killing operations, V_O, and chemization.
5. Yes. Acid treatments.
6. NOV FIDMASH.
7. Hydraulic fracturing with water shutoff.
8. Yes.
9. Stewart & Stevenson, NOV FIDMASH, SMM, CJSC, and Chinese equipment.
10. Polymer flooding, ASP flooding, and conformance control (various types).
11. Horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing with the use of marked proppant, complex fracturing operations (including water shutoff operations, scale buildups isolation, etc.).
12. Hydraulic fracturing.
13. They will buy it! There is no other way!

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to cttimes@cttimes.org or halina.bulyka@cttimes.org



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/организация _____
3. Должность _____
4. Профиль деятельности компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз) (Нужное подчеркнуть) Другое _____

5. Как давно Вы знаете журнал «Время колтюбинга»? _____
6. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? _____

7. Какие высокие нефтесервисные технологии используются на Вашем предприятии?

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. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?

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 высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе? _____

15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами? _____

16. Как могут измениться у нефтегазосервисных компаний подходы к приобретению дорогостоящего оборудования? _____

17. При каких ценах на нефть можно прогнозировать замедление темпов развития высокотехнологичного сегмента нефтегазового сервиса? _____

18. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org**? _____

19. Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес. _____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!



**Медиаплан выхода и распространения журнала «ВРЕМЯ КОЛТУОБИНГА»
на отраслевых мероприятиях в 2015 году**

БК № 1/51 МАРТ 2015

Мероприятие	Дата проведения	Город, страна	Организатор	Сайт мероприятия
НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ	11-13.03.2015	г. Москва	Министерство энергетики РФ, Союз нефтегазо-промышленников России, ЦВК «Экспоцентр»	http://www.oilandgasforum.ru/
V Международная конференция «Нефть и газ Восточной Сибири и Дальнего Востока»	18-19.03.2015	г. Москва	ООО «Смарта Конференции»	http://easternsiberia.ru/index.php/ru/
Методы борьбы со скважинными осложнениями (коррозия, мехпримеси, АСПО, эмульсия, гидраты, соли, СВБ и др.)	18-19.03.2015	г. Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ»	http://www.konferenc-neft.ru/18-19-marta-2015g-metody-borby-so-skvazhinnyimi-oslozhneniyami
Общее собрание представителей предприятий – членов МАС ГНБ и XIV ежегодная конференция МАС ГНБ	24-26.03.2015	г. Чебоксары	МАС ГНБ	http://www.eprussia.ru/news/base/2014/99051.htm
ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition	24-25.03.2015	г. Вудлендс, Техас, США	SPE	http://www.spe.org/events/ctwi/2015/
«ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»	25-26.03.2015	г. Новый Уренгой	ООО «СибЭк-спoСервис»	http://www.ses.net.ru/index.php/calendar/52-uncategorised/237-gaz-neft-novye-tehnologii-2015
CIPPE 2015. 15-я Китайская Международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий	26-28.03.2015	г. Пекин Китай,	Beijing Zhenwei Exhibition Co.,Ltd	http://www.cippe.com.cn/2015/russian/
RDCR 2015. Круглый стол российских буровых подрядчиков	09.04.2015	г. Москва	Rogtec Magazine	http://rdcr.ru/
14-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»	14.04-16.04.2015	г. Атырау, Казахстан	ГТЕСА	http://www.expotransit.ru/exhibitions/oil/oiltech_atyrau/
9-я Атырауская региональная нефтегазовая техническая конференция	14-15.04.2015	г. Атырау, Казахстан	ГТЕСА	http://www.expotransit.ru/exhibitions/oil/oiltech_atyrau/
19-я Узбекская Международная выставка и конференция «Нефть и газ»	12-14.05.2015	г. Ташкент, Узбекистан	ГТЕ	http://www.mioe.ru/ru-RU/events/OGU.aspx
XXIII Международная выставка «Газ. Нефть. Технологии»	20-23.05.2015	г. Уфа	Башкирская выставочная компания	http://www.gntexpo.ru/
Техническая конференция «UOR - Нетрадиционная нефть в России»	21.05.2015	г. Москва	Rogtec Magazine	http://unconventionaloilrussia.com/ru/
Семинар-конференция «Инновационные решения в области КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»	25-29.05.2015	г. Ялта	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&ELEMENT_ID=1084
Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития	25-30.05.2015	г. Геленджик	ООО «НИТПО»	http://www.nitpo.ru/conferences/sovremennye-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povisheniya-nefteotdachi-plastov-perspektivi-razvitiya/
Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы»	26-27.05.2015	г. Москва	Business dinamic	www.trizsummit.ru
Производственный семинар «Сильный сервисный сектор для нефтедобычи в России – критерий инновационного развития»	28.05.2015	г. Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ»	http://www.konferenc-neft.ru/28-maya-2015-g-optimizatsiya-zatrat-pri-dobyche-nefti
Caspian Oil & Gas. 22-я Азербайджанская Международная выставка и конференция «Нефть и газ Каспия»	02-05.06.2015	г. Баку, Азербайджан	ГТЕ	http://www.mioe.ru/ru-RU/events/caspian.aspx
«ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала и прилегающих акваторий: привлечение инвестиций и передовых технологий»	05-06.06.2015	г. Салехард	Vostok Capital	http://www.yamaloilandgas.com/#

БК № 2/52 ИЮНЬ 2015

Прием материалов до 01.06.2015

RPGC. Российский нефтегазовый конгресс	23-25.06.2015	г. Москва	ГТЕ	http://www.ite-expo.ru/exhibitions.aspx?id=12149
МIOGE. 13-я Московская Международная выставка «Нефть и газ»	23-26.06.2015	г. Москва	ГТЕ	http://www.ite-expo.ru/exhibitions.aspx?id=12144
II Международная научно-практическая конференция (X Всероссийская научно-практическая конференция) «Нефтепромысловая химия»	26.06.2015	г. Москва	Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина	http://gubkinuniv.timepad.ru/event/185991/
Специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой и химической отраслей «Нефть. Газ. Хим. – 2015»	25-27.08.2015	г. Саратов	«СОФИТ-ЭКСПО»	http://expo.sofit.ru/exhibitions/neft-gaz-khim-2015/
7-я Международная выставка «Нефть и газ юга России»	02-04.09.2015	г. Краснодар	ГТЕ	http://www.oilgas-expo.su/ru-RU
МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	09-10.09.2015	г. Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» (совместно с отраслевыми издательствами «Экспозиция.Нефть.Газ» (ВАК), «Нефтяное хозяйство» (ВАК)	http://www.konferenc-neft.ru/sentyabr-2014g-metody-uvlicheniya-nefteotdachi
Горизонтальные и многозабойные скважины: все ли возможности исчерпаны	14-16.09.2015	г. Москва	SPE	
SPE/ICoTA Refracturing Through Optimized Interventions Workshop	15-16.09.2015	г. Сан Антонио, Техас, США	SPE/ICoTA	http://www.spe.org/events/15jsa2/
Семинар-конференция «Инновации в КРС, ЗБС и ПНП, ГРП»	16-17.09.2015	г. Тюмень	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=97&ELEMENT_ID=131

ТЮМЕНСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



Инновационные
Технологии

25–29 мая 2015 г.

Место проведения:
Республика Крым, г. Ялта

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ Инновационные решения в области КРС, ГРП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах

Для участия в семинаре-конференции приглашаем инженеров по ТКРС, инженеров по бурению, инженеров по добыче, геологов и др.

В ходе семинара-конференции эксперты поделятся своими знаниями, опытом и результатами внедрения

ОБСУЖДАЕМЫЕ ВОПРОСЫ:

телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах;

• ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС;

• физико-химические обработки ГС;

• освоение ГС;

• геологические исследования ГС;

• супервайзинг ТКРС;

• ГИС горизонтальных скважин во время ремонта;

• ПВР в горизонтальных скважинах во время ТКРС;

• ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах;

• глушение горизонтальных скважин;

• техника для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;

• оборудование для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;

• опыт проведения сложных ремонтов в горизонтальных скважинах;

• разбуривание портов ГРП;

• сервисные работы по ТКРС в горизонтальных скважинах.

<http://togc.info/>
+7 (3452) 534-009



РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

26-28 октября 2015 ☀ ИнфоПространство, Москва, Россия
www.spe.org/events/rpc/2015

Подача работ открыта:

- Специальная сессия молодых специалистов (крайний срок подачи – 20 апреля 2015г.)
- Региональный конкурс студенческих работ (крайний срок подачи – 15 июня 2015г.)

За дополнительной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Марии Тишковой: russianoilandgas@spe.org; mtishkova@spe.org. Тел: +7-495-268-04-54

Платиновый спонсор



РОСНЕФТЬ

Платиновый спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор

Schlumberger

Социально-ответственный спонсор



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);
коммерческий директор – **Александр Пирожков**
(alexander.pir@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.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор,
академик РАН;
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.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Sales manager – **Alexander Pirozhkov** (alexander.pir@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko**;
Executive editor – **Natalia Mikheeva**; Marketing and advertising –
Marina Kulikovskaya (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

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.



Triplex Pump
Трехплунжерный насос



Nitrogen Converter
Азотная установка



**Combine
CT Power
Pack & Control Cabin**
Комбинированный модуль
(кабина управления и
модуль питания)



Coiled Tubing Power Pack
Модуль питания кольтюбин
говой установки



Lifting Frame
Подъемная рама



Control Cabin
Кабина управления



**Coiled Tubing
Power Reel**
Механический
барaban ГНКТ



Jacking Frame
Портал подъемника
(самоподнимающегося
бурового основания)



Telescopic Spooler
Телескопический
спулер



**Coiled Tubing
Injector**
Инжектор ГНКТ



Clip-in-Drum
Навивочный барабан



Walking Platform
Подмости

STELKRAFT

Coiled Tubing and Pumps



API 6A - 114B
API 6C - 0162



Q1 - 1033



ISO - 1234

CELEBRATING
26
Years



SINGAPORE

Stelkraft Coiled Tubing and Pumps Ltd
9A, Benoi Sector, Singapore 629862
Phone: (65) 6268 0188
Fax: (65) 6268 2893
E-mail: marketing@stelkraft.com
Website: www.stelkraft.com

USA, RUSSIA AND FORMER USSR

Barbara Viner
Telephones: 1 (203) 570-2115 - Mobil
1 (203) 353-0068 - Office
1 (203) 353-0068 - Fax (after 6 rings)
E-mails
Barbara.Viner@Stelkraft.com or
Vinerb@optonline.net
Website: www.Stelkraft.com

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
 Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 248 30 26
 E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.by
 Представительство в России «ФИДсервис»,
 тел.: +7 (916) 281 15 53



Колтюбинговое,
 азотное и насосное
 оборудование
 Coiled Tubing,
 Nitrogen and Pumping
 Equipment

ФИДМАШ

Оборудование для ГРП
 Fracturing Equipment



220033, Belarus, Minsk, Rybalko str. 26
 Tel.: +375 17 298 24 17,
 fax: +375 17 248 30 26
 E-mail: fidrtashsales@nov.com, www.fidmashnov.by
 Representative office in Russia LLC "FIDservice",
 tel.: +7 (916) 281 15 53

