



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель ученого
совета Центра развития колтюбинговых
технологий

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора
по науке и технике международной компании
«Юг-Нефтегаз» Private Limited.

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, первый заместитель
генерального директора СЗАО «Фидмаш»

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, к.т.н., директор
БелНИПИнефть

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический инженер –
эксперт по ГНКТ компании Trican Well Service

Г.П. ЗОЗУЛЯ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор
СЗАО «Фидмаш»

В.П. МОРОЗ, директор департамента
ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»

Т.Г. ТАМАЯНЦ, генеральный директор
ОАО «НПО «Бурение»

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

Дж. ЧЕРНИК, вице-президент по продажам и
маркетингу компании Foremost Industries LP

Е.Н. ШТАХОВ, к.т.н., зам. генерального директора
ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L. HRUZDZILOVICH, Chairman of the Academic
Council, Coiled Tubing Technologies Development
Center

EDITORIAL BOARD

J. ATTIE, Vice President, International Sales,
Global Tubing

Yu. BALAKIROV, Doctor of Engineering,
Deputy Director for Science and Technology
of the International Company
Yug-Neftegaz Private Limited.

H. BULYKA, Editor-in-Chief

J. CHERNYK, Vice President, Sales and Marketing,
Foremost Industries LP

R. CLARKE, Honorary Editor

N. DEMYANENKO, Doctor of Engineering,
Director, BelNIPIneft

D. HRYBANOUSKI, First Deputy Director
General, NOV Fidmash

A. LAPATSENTAVA, Director General,
NOV Fidmash

V. MOROZ, Director of the Coiled Tubing
Department, Integra Services

E. SHTAKHOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General, "RosTEKtehnologii"

T. TAMAMYANTS, Chief Executive Officer,
Research and Production Association 'Burenie'

A.Y. TRETIYAK, 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. YAREMIYCHUK, Doctor of Engineering,
Professor, Member of the Russian Academy of
Natural Sciences

S. ZAGRANICHNY, technical engineer and
CT expert, Trican Well Service

G. ZOZULYA, Doctor of Engineering, Professor,
Head of the Subdepartment of Well Workover and
Recovery, Tyumen State Oil & Gas University

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка (halina.bulyka@cttimes.org);
НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – Сергей Торпачёв (st@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Андрей Гринюк (andrei.grinyuk@cttimes.org);
ПЕРЕВОДЧИКИ – Василий Андреев, Григорий Фомичев;
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промысловой химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора СЗАО «Новинка»; К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н., профессор; В.И. Шамшин, зав. сектором ОАО «Газпром»; Ю.А. Иконников, нач. отдела добычи ОАО «Лукойл».
ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ – Ирина Груздилович (ig@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – (marketing@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН – Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – Ольга Засекина (cttimes@cttimes.org)

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka (halina.bulyka@cttimes.org);
SCIENTIFIC CONSULTANT – Sergey Torpachev (st@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Andrei Grinyuk (andrei.grinyuk@cttimes.org);
TRANSLATORS – Vasili Andreev, Gregory Fomichev;
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
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. Pirch, Deputy Director of CJSC Novinka; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor; V. Shamshin, Manager of the Department, Gazprom; Yu. Ikonnikov, Head of the Production Department, Lukoil.
BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER – Irina Gruzdilovich (ig@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – (marketing@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN – Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – Olga Zasekina (cttimes@cttimes.org)

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Оптимист»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала «Время колтюбинга» и
Некоммерческим партнерством «Центр развития
колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

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.

Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск
Заказ № 8547

PUBLISHER

LLC OPTIMIST

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

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

Вы держите в руках свежий номер журнала «Время колтюбинга». Как всегда, вы откроете уже привычные рубрики, чтобы ознакомиться с новыми публикациями, посвященными высокотехнологичному нефтегазовому сервису. Мне хочется обратить ваше внимание на наиболее интересные, с моей точки зрения, материалы.

Вы узнаете о новинках, которые были продемонстрированы в процессе Конференции и выставки по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA в Вудлендсе (США). Мы расскажем о свойствах различных проппантов, об оптимизации конструкции гибкой трубы для выполнения производственных задач на Ванкорском месторождении, о первом в России опыте геофизических исследований, проводимых с использованием колтюбинговых технологий и о многом другом. В рубрике «Оборудование» мы представляем установку для цементирования NS1000-10, оснащенную двумя отдельными линиями привода трехплунжерных насосов и системой автоматизированного смещения и контроля. В качестве «Гостя номера» выступает генеральный директор ОАО «НПО «Бурение» Тигран Тамамянц.

В рубрике «Перспективы» под красноречивым названием «Время легкой нефти проходит» публикуется текст заседания круглого стола, в котором приняли участие профессионалы нефтегазового сервиса из разных стран. Специалисты обсуждают проблемы отрасли, которые, как оказалось, весьма схожи, несмотря на различия в географических координатах. Потому что везде существуют факторы, тормозящие внедрение новых технологий. Потому что нововведения неизменно обречены на преодоление определенного недоверия. Потому что, прежде чем повторить чей-то, пусть даже прогрессивный опыт, к нему нужно присмотреться. Так происходит в Сибири, Поволжье, Канаде, Украине... Так происходило во всей истории человечества: новое всегда встречало сопротивление. Но наряду с силами, препятствующими инновациям, всегда находились и силы, им способствующие. Иногда это были случайные озарения, в свете которых изобретения очень скоро становились зримыми. Но чаще внедрению новинок способствовало сочетание объективных и субъективных условий. В наше время к первым можно отнести то, что запасы нефти и газа становятся все более трудноизвлекаемыми, а цена на углеводороды демонстрирует тенденцию роста, что способствует в том числе привлечению заказчиками более дорогого, оснащенного высокопроизводительным оборудованием и прогрессивными технологиями нефтегазового сервиса. К субъективным же факторам можно отнести то, что специалисты нашей отрасли становятся все образованнее, все пытливей. Это мое убеждение подтверждается той жадой информации, которую испытывают коллеги: неуклонно растет их интерес к специализированным ресурсам, профессиональным изданиям, разнообразным обучающим и повышающим опыт программам. Инженеры нефтегазового сервиса, особенно молодые, подходят к подготовке и осуществлению сложных операций, без преувеличения, с вдохновением. И этот задор ощутим, в том числе в репликах участников круглого стола.

Такая жажда информации вызывает встречную реакцию у всех участников проекта «Время колтюбинга». Мы готовы снабжать наших читателей, посетителей сайта, участников Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» самой свежей пищей для ума.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

You are holding a new issue of Coiled Tubing Times journal in your hands. As always you will find familiar columns and will get acquainted with new publications dedicated to high-tech oil and gas service. I would like to draw your attention to the most interesting, from my point of view, materials.

You will learn about innovations showcased at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition held in the Woodlands (USA). We will inform you about the properties of different proppant types, about optimization of the coiled tube design to perform

production tasks at the Vankor field, about the first Russian experience of using coiled tubing for geophysical studies and many other things. The "Equipment" column is dedicated to NS1000-10 cementing unit, equipped with two separate drivelines for triplex plunger pumps and automated blending and control system. Tigran Tamamyants, CEO of Research and Production Association "Burenie" will be the guest of this issue.

In the column "Prospects" we publish an article under the speaking title "The Time of Easy Oil Ends Up" covering the round table discussion attended by the oil and gas service professionals from different countries. Professionals discuss the problems of the industry, which, as it turned out, are very similar despite different geographic locations. Because in every part of the world there are factors that hinder application of new technologies. Innovations are always destined to overcome certain distrust. Because in order to replicate someone's even the most progressive experience it is necessary to get acquainted with it. This is the case in Siberia, Volga region, Canada, Ukraine... This has been the case throughout the whole history of mankind: all the novelties always encountered resistance. But alongside the forces opposing innovations there have always been forces favoring them. Sometimes a stroke of genius gave a green light to innovations. But very often it was a combination of objective and subjective conditions that facilitated introduction of novelties. Nowadays the objective conditions are that oil and gas reserves become harder and harder to recover, hydrocarbon prices are growing and this leads to a situation when customers tend to employ oil and gas service companies fitted with the cutting edge highly-productive equipment and using progressive technologies. The subjective factor is that the professionals working in this industry become more and more educated and inquisitive. This opinion of mine is proven by the specialists' thirst for information: my colleagues are more and more interested in specialized data resources, trade publications and different educational and experience-enhancing programs. Oil and gas service engineers, especially young ones, approach preparation and performance of complicated operations with great inspiration and enthusiasm. And you can feel this spirit in general as well as from the speeches of the round table discussion participants.

This thirst for information causes response and feedback from all the participants of the Coiled Tubing Times project. We are ready to provide our readers, visitors of the website, attendees of the Coiled Tubing and Well Interventions international conference with the freshest food for thought.

Ron CLARKE

содержание

ПЕРСПЕКТИВЫ

Вудлендс: смелые идеи
и впечатляющие новинки6

Время легкой нефти проходит
(обсуждение за круглым столом)10

ТЕХНОЛОГИИ

Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, Д.А. Кряквин,
А.В. Кустышев, Р.В. Ткаченко
Технологии кислотной
и щелочной обработки
с помощью колтюбинговой
техники22

ГОСТЬ НОМЕРА

Не только решать проблемы,
но и предотвращать их
(интервью с Т.Л. Тамамянцем, генеральным
директором ОАО «НПО «Бурение»)28

ОБОРУДОВАНИЕ

Новая эра цементирования34

Характеристики наиболее
распространенных
колтюбинговых установок,
работающих в России38

Станислав Заграничный
Оптимизация конструкции
гибкой трубы для выполнения
производственных задач на
Ванкорском месторождении40

ПРАКТИКА

Интервью с Д.Р. Фроловым, руководителем отдела ГНКТ
ооо «Ямал-Петросервис»; А.В. Новиковым, главным
инженером ЗАО «Технология-Сервис»; А.М. Овсянкиным,
генеральным директором ООО «Пакер Сервис»48

МАТЕРИАЛЫ

Т.Л. Тамамянц, Е.И. Пискун, А.А. Юрченко
Оценка расклинивающих
материалов для гидроразрыва
пласта в конкретных
горно-технологических
условиях месторождений
России58

В.П. Мигаль, В.В. Скурихин
Изменение свойств проппанта
после кислотной обработки62

А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда,
С.А. Онофриенко
Биополимерный
высокоингибирующий буровой
раствор для сооружения
наклонно-направленных
и горизонтальных скважин66

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ

М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина,
Е.Г. Гаевой, М.В. Трофимова
Научно-образовательный центр
«Промысловая химия»76

АНКЕТА
«Времени колтюбинга»86

РЕГИОНЫ

Валентина Целищева
В эпицентре гидроразрыва90

НОВОСТИ: ГРП96

А—Ω

Кен Уилбер: Новая вечная
философия100

PROSPECTS

Woodlands: Brave Ideas
and Impressive Novelties6

The Time of Easy Oil Ends Up
(round table discussion)10

TECHNOLOGIES

E. Panikarovskiy, D. Kustyshev, D. Kryakvin, A. Kustyshev,
R. Tkachenko

Technology of Acid and Alkali
Treatment with the Use of Coiled
Tubing Equipment22

GUEST OF THE ISSUE

Not Only Resolve the Problems,
but Also Prevent Them
(interview with T. Tamamyants, Chief Executive Officer
of Research and Production Association "Burenie")28

EQUIPMENT

New Era of Cementing34

Manufacturer's Specifications of
Most Widely Sold CTUs in Russia ...38

Stanislav Zagranichniy

Optimization of Coiled Tubing
String Design for Extended Reach
on Vankor Field40

PRACTICE

Interview with D. Frolov, Chief of the Coiled Tubing
Department of Yamal-Petroservice; A. Novikov, Chief
Engineer of "Tekhnologiya-Servis"; A. Ovsyankin,
Director General of "Packer Service"48

MATERIALS

T. Tamamiants, Ye. Piskun, A. Yurchenko

Evaluation of Hydraulic Fracturing
Propping Materials in Specific
Geological and Technological
Environment of Russian Fields58

V. Migal, V. Skurikhin

Change of Proppant Properties
After Acid Treatment62

A. Tretyak, U. Rybalchenko, M. Burda, S. Onofrienko

Biopolymer Non-Dispersing Drilling
Mud for Construction of Directional
and Horizontal Wells66

TRAINING OF SPECIALISTS

M. Silin, L. Magadova, L. Davletshina, E. Gaevoy, M. Trofimova

Centre for Research and Education
"Oilfield Chemistry"76

THE COILED TUBING TIMES

Questionnaire86

REGIONS

Valentina Tselishcheva

Hydraulic Fracturing at Close-up ...90

NEWS:

Hydraulic Fracturing96

A—Ω

Ken Wilber: Neo-Perennial
Philosophy100

ВУДЛЕНДС: смелые идеи и впечатляющие новинки

WOODLANDS: Brave Ideas and Impressive Novelties

В Вудлендсе, США, 5–6 апреля прошла ежегодная конференция, организованная Ассоциацией специалистов по кольтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA. Крупнейший отраслевой международный форум в очередной раз собрал представителей практически всех крупнейших сервисных и добывающих нефтегазовых компаний, в том числе руководителей, сотрудников научно-исследовательских и коммерческих отделов, инженеров по заканчиванию скважин и их эксплуатации, конструкторов нового оборудования, операторов КТУ, а также ведущих отраслевых экспертов и консультантов.

Нынешняя конференция собрала рекордное число докладчиков – наполовину больше, чем в прошлом году. Всего было проведено 8 технических сессий, по 6 докладов в каждой, при этом традиционно наибольший интерес вызвали презентации нефтегазодобывающих компаний, освещавшие практическое применение новых кольтюбинговых технологий и оборудования.

В обращении к участникам конференции Синди Тэфф (Shell E&P) и Брайана Швэнитца (Welltec), председателей программного комитета, было отмечено, что «зачастую именно внутрискважинные работы позволяют достичь минимальной себестоимости при добыче нефти и газа. Обладая информацией о новейших технологиях и оборудовании, сервисная или добывающая компания получает существенное конкурентное преимущество за счет разработки месторождений углеводородов, ставших более доступными и рентабельными при добыче с помощью этих новых разработок».

В этом году конференцию традиционно предвещал обучающий семинар, темами которого на этот раз стали «Колтюбинг и его применение» и «Внутрискважинные работы на шельфе».

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА

Благодаря впечатляющему количеству докладчиков в этом году спектр вопросов, рассмотренных в программе конференции, был как никогда широк и включал такие технологии, как бурение скважин с большим отходом от вертикали, применение стальных тросов малого диаметра, новые методы повышения нефтеотдачи пласта, повышение производительности труда, проведение операций на подводных скважинах, а также новейшие разработки в оборудовании, инструменте и материалах.

В связи со значительной выработкой традиционных месторождений нефти и газа во всем мире растет

Annual conference organized by the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) was held on April 5–6 in the Woodlands, United States of America. The biggest industry forum again gathered the representatives of almost all largest service companies and oilfield operators, including company executives, employees of research and development and commercial departments, well completion and operation engineers, new equipment designers, coiled tubing operators, and leading industry experts and consultants.

The latest conference had the record-breaking number of speakers – 50 percent more than last year. 8 technical sessions, each of them containing 6 reports, were held. Presentations of oilfield operators, concerning practical implementation of new coiled tubing technologies and equipment traditionally stirred great interest.

When addressing the attendees of the conference Cindy Taff (Shell E&P) and Brian Schwantz (Welltec), the Chairpersons of the Programme Committee, noted that “some of the lowest cost-per-barrel-equivalents can be achieved through well interventions. Staying abreast of the latest technologies, tools, and techniques can help position your company or your customer to take advantage of these more readily accessible, and already proven, reserves”.

This year the traditional pre-conference training course has been dedicated to such topics as “Coiled Tubing and Its Application” and “Subsea Well Interventions”.

TECHNICAL AGENDA

Due to an impressive number of speakers the conference agenda included a wide range of issues including such technologies as well drilling with considerable vertical deviations, usage of small-diameter steel cables, new methods of enhanced oil recovery, enhancement of labor productivity, subsea operations, development of new equipment, tools and materials.

Due to depletion of conventional oil and gas fields there is an upsurge of interest in development of subsea fields and discussions about well interventions for offshore production

интерес к разработке подводных месторождений, а обсуждение внутрискважинных работ при добыче на шельфе привлекает к себе внимание специалистов и разработчиков новейшего оборудования. В этой связи в секции «Подводные внутрискважинные работы» были рассмотрены новые разработки в области оборудования для работы на шельфе и практический опыт проведения таких работ, при этом особое внимание было уделено глубоководным операциям. Кроме того, обеспечению безопасности добычи и целостности скважин при работе с морских платформ был посвящен ряд докладов другой сессии – «Целостность скважины и промышленная безопасность».

О новых возможностях в области проведения внутрискважинных работ на больших глубинах говорилось и в пленарном докладе Алана Марсак, специалиста по заканчиванию и капитальному ремонту глубоководных скважин компании Shell. Алан проработал в компании более 30 лет, из них последние 15 он посвятил проектам по подводному заканчиванию скважин. Докладчик отметил, что в настоящее время в мире растут объемы бурения и заканчивания глубоководных скважин, поскольку значительная часть легкодоступной нефти уже обнаружена и добыта. В связи с этим в уже работающих скважинах необходимо проведение все большего количества операций по ТКРС, призванных удешевить и упростить добычу, а также повысить нефтеотдачу отдельных месторождений.

Участники конференции имели возможность посетить целых две сессии, посвященные новейшим разработкам в области оборудования, инструмента и материалов, используемых для проведения или оптимизации тех или иных внутрискважинных работ. Презентации этих сессий собрали большое количество слушателей, у которых было много вопросов практического характера к докладчикам из компаний – лидеров в области новейших технологий и оборудования: Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, NOV. В частности, специалисты проявили большой интерес к докладу «Технологический эффект использования колтюбинга вкупе с новой системой передачи данных в режиме реального времени» (142714, М.Дж. Таггат, Н.А. Мюррей, Т. Стаджен, Baker Hughes). Описанная в презентации система не влияет на производительность гибкой трубы, не добавляет ей веса, не мешает потоку жидкостей, но в то же время с ее помощью можно более точно контролировать положение компоновки, следить за глубиной проводимых работ. Получение более точных данных о температуре, давлении позволяет проводить сложные колтюбинговые операции. Доклад также содержал информацию о компонентах данной системы и принципах ее работы.

Традиционно значительный интерес у специалистов вызвали и презентации сессии, посвященной применению колтюбинга. Здесь можно было услышать о том, какое оборудование и каким образом используется при различных колтюбинговых операциях, причем речь шла о конкретных случаях из практики: например, об успешном применении концентрических гибких

draw attention of specialists and developers of state-of-the-art equipment. In this respect within the framework of the “Subsea and Deepwater Interventions” session the latest developments in the sphere of offshore equipment and operational practice were discussed with special focus on deepwater operations. Besides, within the framework of the “Well Integrity and HSE” session a number of reports were dedicated to the issues of ensuring well integrity and production safety when working from the offshore platforms.

Plenary report of Alan Marsack, Deepwater Well Workover and Completion Specialist, Shell, was dedicated to new possibilities in the field of deepwater well interventions. Alan has been working for Shell for 30 years, 15 of which he dedicated to the subsea well completion projects. The speaker emphasized that due to the fact that a large part of the easy oil had been already discovered and produced, the scope of deepwater well drilling and completion is currently on the rise. In this respect it is necessary to perform more and more servicing and workover operations at the currently operating wells aimed at cheapening and simplifying the production as well as enhancing oil recovery at certain oilfields.

The conference participants had an opportunity to attend two sessions dedicated to new equipment, tools and materials meant for performance and optimization of certain well interventions. The presentations within the framework of these two sessions gathered a lot of people who asked practical questions from the speakers representing industry's leading companies in terms of new technologies and equipment like: Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, NOV. The specialists were particularly interested in the report “Operational Benefits of Coiled Tubing Enabled with New Real-Time Data Communication System” (142714, M.J. Taggat, N.A. Murray, T. Stagen, Baker Hughes). The system described in the report does not influence the coiled tube's productivity, does not add any weight to the tube, does not impede the flow of fluid but at the same time allows controlling the position of a bottomhole assembly more accurately, monitoring the depth works are performed at. Availability of temperature and pressure data allows performing complicated coiled tubing operations. The report also contained information about the components of this system and its operational principles.

The presentations made within the framework of the coiled tubing application session also raised traditionally great interest among the attendees. We could learn about the types of equipment and technology of its application during various coiled tubing operations. The presenters spoke

труб для возобновления добычи из подводных газовых скважин с АНПД. Актуальность предоставленных работ не вызвала сомнений: в последнее время в связи с выработкой месторождений и удорожанием разведки значительно возросла роль сервисного обслуживания скважин, работ по проведению их текущего и капитального ремонта. Иногда даже языковой барьер не мешал слушателям и докладчикам находить истину в споре: специалист М. Чавес из Shell, подготовивший доклад об установке быстродействующих колонн ГНКТ без глушения скважины, нашел общий язык со специалистами-коллегам, технические знания и желание делиться опытом которых с лихвой покрыли пробелы в английском языке.

Следует отметить доклад на тему «Опыт применения колтюбинга при проведении нетрадиционных работ по тампонированию и ликвидации скважины под зданием школы в Южной Аргентине» 143261, Х.Дж. Гратерол, Т. Кальво, YPF). Разведка и добыча нефти в городе Комодоро-Ривадавия имеет более чем столетнюю историю, за это время в черте города было пробурено более двух тысяч скважин. При этом работа в черте города налагает на добывающую компанию множество ограничений. Многие скважины были пробурены и заброшены. Так случилось и со скважиной Ch-1943, которая была введена в эксплуатацию в 1970 году, а в 1986-м, вопреки всем предупреждениям и запретам, на этом месте была построена школа, которая функционирует и по сей день. Работы было необходимо закончить в кратчайшие сроки (пока длились каникулы). Внутрискважинные работы были проведены за 12 дней, и только благодаря четкой и слаженной работе добывающей и сервисной компаний их удалось безопасно завершить.

В этом году компании подготовили не только доклады и наглядные презентации, но и так называемые электронные постеры (ePosters), которые можно было наблюдать на больших плазменных экранах. Электронные постеры включали в себя аудио, видео и анимационные ролики, что, несомненно, позволило на новом интерактивном уровне организовать контакт между посетителями и авторами. Например, С. Киламби и С.М. Типтон из университета г. Талса (Оклахома, США) демонстрировали электронный постер, посвященный развитию лазерного прибора контроля состояния гибкой трубы.

ЭКСПОНЕНТЫ И ПОСЕТИТЕЛИ

В этом году более 60 экспонентов приняли участие в выставке, проходящей одновременно с Конференцией по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA. Посетители выставочного зала имели возможность ознакомиться с новейшими разработками в области колтюбинга и получить представление о том, какое оборудование сейчас используют сервисные компании. При этом ряд новинок вызвал наибольший интерес у участников конференции.

Компания Weatherford демонстрировала на своем стенде новый, недавно запатентованный, но уже опробованный

about actual practical cases: for example, about successful application of concentric coiled tube to renew production from the underwater gas wells with abnormally low formation pressures. There was no doubt in the importance of the presented works: recently due to depletion of the fields and appreciation of exploration prices, the role of well servicing and workover has become more important. Sometimes even language barrier could not prevent the speakers and the audience from finding out the truth: M. Chaves from Shell, who prepared a report about installation of velocity strings without killing the well, found a common language with the colleague specialists whose technical knowledge and willingness to share experience filled the English language gaps.

We should also mention the report “Unconventional P&A Intervention With Coiled Tubing Below a School Building: Comodoro Rivadavia, South Argentina Case History” (143261, H.J. Graterol, T. Calvo, YPF). Oil exploration and production in Comodoro Rivadavia started more than one hundred years ago. Over this period of time more than two thousand wells were drilled within the city. It should be noted that working within the city imposes certain limitations on the operator. Many wells were drilled and then abandoned. This was the case with Ch-1943 well that was commissioned in 1970. In 1986 contrary to all the warnings and bans, a school (which is operational till now) was constructed on the site. It was necessary to do the work in the shortest possible time (while children were on vacations). It took 12 days to perform all the well interventions and only thanks to properly coordinated work of the producer and service companies the works were safely completed.

The companies prepared not only the reports and vivid presentations for the latest forum, but they also had the so-called electronic posters (ePosters) that could be seen in big plasma screens. ePosters incorporated audio, video and animation that allowed establishing an interactive online contact between the attendees and the authors. For example, S. Kilambi and S. M. Tipton from Tulsa University (Oklahoma, USA) demonstrated an electronic poster dedicated to the development of a laser scan inspection tool meant for coiled tubing state monitoring.

EXHIBITORS AND ATTENDEES

This year more than 60 exhibitors have participated in the exhibition held in parallel to SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference. The attendees of the exhibition hall had an opportunity to get acquainted with the latest developments in the sphere of coiled tubing

плащечный превентор RapidRedress. Он используется для изоляции ствола скважины, защищая ее во время проведения внутрискважинных работ с использованием канатно-кабельного оборудования. Канатные работы в скважине часто требуют замены плашек превентора, и операторы используют несколько превенторов за одну операцию, чтобы избежать сложностей с извлечением цилиндров из одного и того же превентора. Превентор компании Weatherford экономит время, затрачиваемое на замену деталей. Извлечение и установка цилиндров производится максимально легко и просто, причем без использования дополнительного инструмента.

Компания Baker Hughes представила систему SWIFT – насосно-компрессорное спуско-подъемное кабельное оборудование. Эта блочная система разработана для установки и извлечения насосно-компрессорных опрессовочных временных пакеров. Она использует жидкость из ствола скважины либо из специального резервуара, накачивая пакер и создавая давление, но при этом не расходуя батарею забойного двигателя. Новая разработка позволяет задействовать меньше персонала при обслуживании, обеспечить минимальное воздействие на окружающую среду, снизить временные и денежные затраты на операцию. Кроме того, система легко подключается к любому компьютеру через USB, что упрощает программирование и контроль во время проведения работ. Данное блочное оборудование состоит из 5 модулей и рассчитано на использование при температуре до 150 °C.

Компания Mi SWACO представила вниманию посетителей новую специализированную жидкость для внутрискважинных работ. Она может использоваться в скважинах глубиной более 8 км и в скважинах с большим отходом от вертикали, с температурой выше 150 °C, а также при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины. Жидкость FloPro имеет низкий коэффициент трения и практически не содержит твердых частиц, таким образом, она является идеальным решением для применения не только в классических колтюбинговых операциях, поскольку была разработана для использования при проведении уникальных внутрискважинных работ.

В целом выставка отобразила весь спектр новейших разработок, представленных на рынке оборудования и услуг для нефтегазового сервиса. Можно было посетить как стенды крупных международных компаний, так и небольших предприятий, работающих с локальными рынками, но не теряющих от этого своей привлекательности как потенциальных поставщиков. Такое разнообразие экспонентов создало неповторимую атмосферу обмена профессиональным опытом и установления деловых контактов.

На протяжении ряда лет Конференция и выставка по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прочно удерживает репутацию одного из самых ожидаемых и богатых на новинки форумов нефтегазового сервиса. Надеемся, что так будет и впредь. ☉

and get and insight into the equipment currently used by service companies. A number of novelties stirred great interest of the conference attendees.

Weatherford demonstrated a new, just recently patented but already tested RapidRedless Wireline Valve. It is used to isolate a wellbore protecting the well during interventions with the use of wireline equipment. Wireline jobs often require replacement of preventer rams, so operators use several preventers during one operation to avoid problems and difficulties related to removal of cylinders from one and the same preventer. Weatherford's preventer saves time spent on parts replacement. It is very easy to remove and install preventer cylinders and you do not need any additional tools to do this.

Baker Hughes showcased its SWIFT system – through-tubing slickline setting tool. This system is meant for installation and retrieval of through-tubing inflatable packers. It utilizes wellbore fluid or fluid from a special tank to inflate a packer and create pressure and it does not consume the power of the bottomhole motor battery. This new development allows employing fewer personnel for servicing operations, ensuring minimum environmental impact, reducing time and money spent for an operation. Besides, the system can easily be connected to any computer via USB what makes system programming and operational monitoring much easier. This equipment is comprised of 5 modules and is designed to be used at the temperatures of up to 300 °F.

Mi SWACO presented its new special intervention fluid. This fluid can be used in the deep wells (more than 26,000 feet), in the wells with considerable vertical deviation, at the temperatures above 300 °F, as well as under low wellbore hydrostatic pressures. FloPro fluid has low friction coefficient and contains almost no solid particles. So, this is an ideal solution not only for conventional coiled tubing operations, but also for unique interventions.

At large, the exhibition showcased the whole range of new developments available on the market of oil and gas equipment and services. The attendees had an opportunity to visit the stands of big international companies as well as smaller enterprises working on the local markets, but still being potential suppliers. Such variety of exhibitors created a unique atmosphere of experience sharing and networking.

For a number of years SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition remains one of the most anticipated oil and gas service forums presenting a lot of innovations. We hope it will remain the case in the future. ☉

ВРЕМЯ ЛЕГКОЙ НЕФТИ ПРОХОДИТ

THE TIME OF EASY OIL ENDS UP

Производители оборудования для нефтегазового сервиса, представители сервисных компаний и отраслевых научно-исследовательских институтов за круглым столом обсуждают актуальные проблемы развития отрасли.

Oil and gas services equipment manufacturers, representatives of service companies and scientific and research institutes participated in the round table to discuss current issues of industry's development.

Дмитрий Грибановский, первый заместитель генерального директора СЗАО «Фидмаш»: В настоящее время на рынке оборудования для нефтегазового сервиса появляются всё новые разработки, предлагается использование инновационных технологий. Однако очевидно, что предложение новых технологий превышает спрос на их внедрение. Что тормозит приход новых технологий? Какие новые технологии имеют наибольшие шансы получить широкое распространение?

Александр Кучерук, первый заместитель директора по координации и развитию ООО «Юг-Нефтегаз»: Дешевые! Те, которые принимаются заказчиками. Они ведь объявляют тендеры и закупают то, что им выгоднее. Главную роль и сегодня играет, и в ближайшем будущем будет играть соотношение «цена – качество».

Дмитрий Третьяков, инженер-конструктор лаборатории техники и технологии добычи нефти и борьбы с осложнениями в работе скважин БелНИПИнефть: Если мы говорим о внедрении именно новых технологий, то о каких тендерах может идти речь? Это неосвоенная ниша, инновация. Что мешает внедрению новых технологий? На мой взгляд, их внедрению в нефтегазовой сфере, как, впрочем, и в любой другой, препятствует человеческий фактор. Проще продолжать делать все по старинке. А нововведение всегда обречено на преодоление определенного недоверия.

Артём Цин, менеджер подразделения колтюбингового оборудования компании Weatherford: Я расскажу о практических подходах, которые сегодня наблюдаются в Западной Сибири. Раньше уплотнение бурения производилось в основном вертикальными скважинами, а не направленным бурением.

Dmitry Gribanovsky, First Deputy Director of NOV Fidmash: new developments and innovative technologies are currently proposed at the market of oil and gas servicing equipment. But it is obvious that the supply of new technologies is higher than the demand for it. What hampers the distribution of new technologies? What kind of new technologies have more chances to become widespread ones?

Alexander Kucheruk, First Deputy Director for Development and Coordination, Yug-Neftegaz: Cheap ones! Technologies that will be accepted by the customers. The customers announce tenders and purchase technologies that are cost-effective for them. Nowadays and in the nearest future value for money factor will play the key role.

Dmitry Tretyakov, Design Engineer, Laboratory of Equipment and Technology of Oil Production and Mitigation of Well Operation Problems, BelNIPIneft: If we mean introduction of really new technologies, why do we speak about tenders? This is an untapped market segment, an innovation. What hampers the introduction of new technologies? I think that a human factor hampers the introduction of new technologies in the oil and gas sphere, like in any other sphere. It is easier to continue performing works in an old manner. And innovations are always destined to overcome certain distrust.

Artyom Tsin, Manager of the coiled tubing subdivision of Weatherford: I will tell you about practical approaches that are currently practiced in Western Siberia. Previously during in-fill drilling mainly vertical wells were drilled. If a decision was made about drilling a horizontal well, the candidate well was considered without further hydraulic fracturing. That means that the wellbore length was supposed to compensate the benefits of hydraulic fracturing. And currently we have technologies that allow performing multipoint hydraulic fracturing in one horizontal wellbore (up to six, seven, and, theoretically, ten hydraulic fracturing operations). It is obvious that further development of new fields and



Если принималось решение о бурении горизонтальной скважины, то кандидата рассматривали без применения ГРП. То есть длина ствола должна была компенсировать выгоды, получаемые от гидроразрыва. Ныне появились технологии, позволяющие производить многоточечные ГРП по одному стволу в горизонтальном стволе скважины (до шести, семи, теоретически до десяти ГРП). Очевидно, что дальнейшая разработка новых месторождений, уплотнение сетки бурения будут происходить с использованием этих новых технологий, которые позволяют сократить затраты на строительство скважин и время до ввода их в эксплуатацию вдвое. Но в южных районах, где разрабатываются карбонатные коллекторы, несомненно, выгоднее применять направленное бурение. Однако там пока достаточно добывают и из обычных скважин.

Что касается колтюбинговых технологий, то они будут задействованы для дальнейшего вскрытия рабочих интервалов, потому что многоточечный ГРП связан с промежуточной изоляцией между разрывами, с установкой барьеров. Линейка для колтюбинга очень широкая: закрытие или открытие отдельных участков, освоение, вывод на режим. Колтюбинг будет задействован здесь в виде тяжелых установок с длинными трубами и забойным, в том числе фрезерным, инструментом. Это и будет новый виток развития колтюбинга в Российской Федерации.

Дмитрий Грибановский: В ООО «Ямал-Петросервис» организована бригада,

in-fill drilling will be done with the use of such new technologies, which will allow halving the cost of well construction and the time before commissioning of a well. But in the Southern regions where carbonate reservoirs are exploited, it will surely be more profitable to use directional drilling. However, they still have enough production from the ordinary wells.

As for the coiled tubing technologies, they will be applied for further opening of productive intervals because multipoint hydraulic fracturing is associated with intermediary isolation between the gaps, and with the setup of barriers. Coiled tubing can be applied in a wide range of operations: closing and opening of certain intervals, completion, bringing wells to stable production. In this case heavy units with long tubes and downhole tools (including milling tools) will be used. It actually will be a new step of coiled tubing development in the Russian Federation.

Линейка для колтюбинга очень широкая: закрытие или открытие отдельных участков, освоение, вывод на режим. Колтюбинг будет задействован здесь в виде тяжелых установок с длинными трубами и забойным, в том числе фрезерным, инструментом. Это и будет новый виток развития колтюбинга.

Coiled tubing can be applied in a wide range of operations: closing and opening of certain intervals, completion, bringing wells to stable production. In this case heavy units with long tubes and downhole tools (including milling tools) will be used. It actually will be a new step of coiled tubing development.

Dmitry Gribanovsky: Yamal-Petroservice has a team that performs geophysical studies with the use of coiled tubing. Do our colleagues have to make efforts to promote their services or do the customers accept the new technology without any hesitation?

Danila Frolov, Chief of the Coiled Tubing Department of Yamal-Petroservice: the

осуществляющая геофизические измерения с помощью колтюрбинга. Хотелось бы узнать, приходится ли коллегам продвигать свои услуги с усилием или заказчики принимают их новую методику без колебаний?

Данила Фролов, директор по бригаде ГНКТ ООО «Ямал-Петросервис»:

Заинтересованность в наших услугах у заказчиков большая. Мы приобрели установку, ввели ее в работу, и за первых три месяца сделали десять скважин. Вышли на режим. Заказчики, проявляя высокий интерес, все еще по большей части присматриваются, изучают наши расценки. Но, думаю, уже в ближайшее время они будут принимать решения быстрее, потому что информация о скважинах им очень нужна: ведь никто не хочет работать вслепую. Мы занимаемся геофизикой горизонтальных и субгоризонтальных скважин. Имеем легкую установку МК10Т на шасси МАЗа. У нас организован отдел, в который вошли и геофизики, и специалисты по колтюрбингу. Это уникальный случай для России, где, как правило, одна компания доставляет ГНКТ, а другая проводит геофизику. Соответственно, стоимость услуг в случае последовательной работы двух компаний бывает выше. У нас стоимость ниже, поскольку все делает одна компания. Этим мы и интересны в нашем регионе, поскольку пока остаемся единственной компанией, объединившей колтюрбинг и геофизику. Но, думаю, конкуренты в скором будущем у нас появятся, поскольку сервисные компании, занимающиеся геофизикой, очень внимательно присматриваются к нашему опыту, однако пока не отваживаются его повторить.

Дмитрий Грибановский: Наверное, побаиваются, как и заказчики, всего нового?

Данила Фролов: Дело не только в том, что побаиваются, а в том, что нам предстоит пойти на риск и расширить спектр предлагаемых услуг. Сейчас мы проводим геофизические исследования с помощью гибкой трубы. Но в некоторых случаях в газовой скважине на забое находится вода. Поэтому встает проблема извлечения этой воды. И заказчики интересуются у нас как у подрядчиков: «Если сможете убрать воду из забоя, то делайте геофизику. А не сможете – и геофизика под вопросом». Конечно, мы заинтересованы в том, чтобы развивать компанию в направлении проведения подобных работ, потому что они востребованы.

Юрий Бутов, заведующий отделом строительства скважин БелНИПИнефть:

От момента испытаний новой техники и внедрения инновационной технологии до ее



customers are highly interested in our services. We have purchased a coiled tubing unit, put it into operation, and completed work at ten wells over the first three months. We reached the planned level of operation. The customers, expressing high interest, still familiarize themselves with the technology, study our prices. But I think that in the near future they will be quicker in their decisions, since they desperately need information about their wells: nobody wants to do guesswork at his wells. We are performing geophysical studies of horizontal and subhorizontal wells. We have a light coiled tubing unit МК10Т on the chassis of MAZ (Minsk Automobile Works) truck. We have a department which employs experts in geophysics and coiled tubing experts. This is actually a unique case for Russia, where usually coiled tubing and geophysical services are provided by different companies. Consequently, if two companies work, the price for services will be higher. We have lower price because one company provides both services. This is actually our advantage in the region because currently we are the only company that joins coiled tubing and geophysical services together. But I think that soon we will have competitors as well, because now the companies providing geophysical services are familiarizing themselves with our experience, but still do not dare to do the same.

Dmitry Gribanovsky: Probably they are a bit afraid of all the novelties, like the customers?

Danila Frolov: The question is not only in being afraid of novelties. We have to take a certain risk and expand the range of offered services. We are currently performing geophysical studies with the use of coiled tubing. But in some cases there can be water down the gas well. So there is an issue of how to remove this water. And the customers tell us as contractors: “If you are able to remove the water, then you can do geophysical studies. If you are not able to remove the water, then the need for geophysics is questionable”.

широкого применения обязательно проходит определенный период. И в этом периоде, естественно, возникают некие барьеры, прежде всего связанные с опасениями руководителей отстать от уже принятых производственных планов. На мой взгляд, на этом этапе очень важно подготовить действенную программу испытаний, способную доказать актуальность и эффективность внедряемой техники или технологии. Думается, что производителям оборудования не помешало бы иметь в своем составе специальную структуру, которая бы, предварительно отработав технологию, предлагала ее заказчикам в качестве новации. Возможно, даже на льготных условиях. Такая структура должна быть способна наглядно, путем выполнения работ, доказывать приоритетность нововведений по отношению к существующим методикам.

Дмитрий Грибановский: Каким образом можно сократить время внедрения?

Юрий Бутов: Как я уже сказал, существует инертность в продвижении новых технологий, связанная с производственными планами. Но белорусские месторождения находятся в последней стадии разработки, поэтому внедрение новых технологий здесь сдерживается еще и опасениями потерять какую-то часть продукции. Мне думается, что это недальновидная политика. Месторождения на последней стадии разработки, напротив, без новых технологий не обойтись. Это единство и борьба противоположностей, закон диалектики. Для того чтобы эта борьба была более мягкой, и нужно иметь промежуточную структуру, которая бы подготавливала внедрение инноваций.

Дмитрий Семикин, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «Лукойл-Нижневожскнефть»: Новые технологии, безусловно, будут развиваться. Время легкой нефти для новых месторождений уже закончилось. Все месторождения, которые сегодня открываются, по крайней мере, большинство из них – это трудноизвлекаемые

Все месторождения, которые сегодня открываются, по крайней мере, большинство из них – это трудноизвлекаемые запасы.

All the newly discovered fields, at least the majority of them, are represented by hardly recoverable reserves.

Of course we are interested in developing our company to perform such works because they are in demand.

Yury Butov, Chief of the Well Construction Department, BelNIPIneft: there is always a certain time period between the moment of testing new technology, its introduction and the moment when it starts to be widely applied. And during this period of time, naturally, certain barriers occur. These barriers are first of all attributed to the concerns of the company leaders to fall behind the already approved production plans. I believe that at this period of time it is important to have a good test program prepared that would be able to prove the relevance and efficiency of the new equipment or technology. I think that equipment manufacturers can have a special department that would offer a new technology (after its testing, of course) to the customers. Probably,

Производителям оборудования не помешало бы иметь в своем составе специальную структуру, которая бы, предварительно отработав технологию, предлагала ее заказчикам в качестве новации.

Equipment manufacturers can have a special department that would offer a new technology (after its testing, of course) to the customers.

they can offer an innovative technology to the customers on favorable terms. But such a department must be able to vividly (by performing the works) prove all the advantages of a new technology over the existent ones.

Dmitry Gribanovsky: How can we reduce the time spent for introduction of a new technology?

Yury Butov: as I have already mentioned, there is certain passivity in terms of application and promotion of new technologies, and this passivity is related to the production plans. But Belarusian oilfields are at the last stage of development. In this case the application of new technologies is hampered by the concerns about possible loss of certain volume of production. But I believe that this is not a forward-looking approach. Fields at the late stage of development cannot do without new technologies. This is actually the unity and the struggle of the opposites. In order to attenuate this struggle it is necessary to have an intermediate department that would perform preparatory work for new technologies introduction.

Dmitry Semikin, Chief of the Oil and Gas Fields Development Department, Lukoil-Nizhnevolzhskservis: New technologies will certainly develop. The time of easy oil at new oilfields has ended up. All the newly discovered fields, at least the majority

запасы. Это офшор, это низкопроницаемые с ухудшенными фильтрационными свойствами коллекторы. Поэтому у нас на Северном Каспии, без преувеличения, каждая скважина – новые технологии. Работа в море плюс сложность самой скважины... У нас длина ствола – 8 тысяч метров, а 5 тысяч метров – только горизонтальная его часть. Считаю, что новые технологии будут использоваться как при строительстве, так и при заканчивании скважин. Многие из планируемых к вводу в эксплуатацию скважин будут оборудоваться так называемым интеллектуальным заканчиванием с оптоволоконной системой мониторинга температуры по всей длине горизонтального ствола. Мы сейчас работаем с сервисными компаниями и рассматриваем возможность проведения гидроразрыва пласта в морских условиях, что также очень сложно осуществить и требует серьезной подготовки в плане размещения оборудования.

Николай Галай, заведующий отделом техники и технологии добычи нефти и исследования скважин БелНИПИнефть:

В мире пока еще много легкоизвлекаемых запасов. Именно это в первую очередь сдерживает внедрение новых технологий. Но когда какая-то компания приходит к тому, что у нее остаются только месторождения на четвертой стадии разработки с трудноизвлекаемыми запасами, она бывает вынуждена искать альтернативные методы разработки этих месторождений. Чтобы удержать добычу на привычном уровне, снизить градиент ее падения, ищутся и внедряются новые разработки. Пока есть что добывать, пока нефть течет, инновации не слишком востребованы. Но как только добыча начинает падать, настает их черед.

Юрий Бутов: Будет актуально многозабойное и горизонтальное бурение, а также бурение наклонных скважин. Естественно, колтюбинговые технологии, радиальное вскрытие пласта, так как, учитывая, например, белорусские геологические условия, нужно увеличивать зону дренирования и получать большую отдачу от капитальных вложений в строительство новых скважин и резку боковых стволов.

Константин Яровой, руководитель колтюбинговых работ ТОВ «ПДНК Сейв Вел»: Кстати, о боковых стволах. У меня конкретный вопрос. Я хочу через НКТ направленно спустить клин-отклонитель, сориентировать его и пробурить на трубе



of them, are represented by hardly recoverable reserves. These are offshore fields, low-permeable collectors with deteriorated filtration properties. That is why in the North Caspian each well implies innovative technologies. We work in sea, plus we have complicated well structure ... For example, we have wells with the wellbore length of 8 thousand meters out of which 5 thousand meters is the horizontal part of the well. I believe that new technologies will be used for both well construction and well completion.

Будет актуально многозабойное и горизонтальное бурение, а также бурение наклонных скважин. Естественно, колтюбинговые технологии, радиальное вскрытие пласта.

Drilling of multi-branch, horizontal and slant wells will be in demand. Of course there should be demand for coiled tubing technologies, radial drilling.

Many of the wells planned to be commissioned in the future will be equipped with the so-called intelligent completion systems containing fiber-optic system of temperature monitoring through the whole length of the horizontal wellbore. We are currently working with the service companies and we consider the possibility of performing hydraulic fracturing in sea what is very hard to do and requires significant preparatory work in terms of equipment placement.

Nikolai Galai, Chief of the Equipment and Technology of Oil Production and Well Surveying Department, BelNIPIneft: There is still great amount of easily recoverable reserves in the world. And this hampers the introduction of new technologies. But when a company has only the fields at the fourth stage of development with hardly recoverable reserves, this company has to look

диаметром 38 мм стационарного колтюбинга хотя бы десять метров ствола. Хотелось бы обсудить с коллегами принципиальную возможность реализации такой операции.

Артём Цин: А какова ваша практическая заинтересованность в этой работе?

Константин Яровой: К примеру, ГРП – очень затратная технология. А тут мы в определенном месте пласта делаем высокопроницаемый канал в том направлении, которое нам нужно, и той длины, которая нам необходима.

Артём Цин: Я это вижу так: если вы будете спускать клин-отклонитель через НКТ, если у вас нет пакера, то у вас получится фонтан. А если есть пакер, то вы будете вскрывать на депрессии и не получите никакого отказа. Реализуемая идея, но все-таки нужно знать ее цену. Мини-ГРП, мне кажется, быстрее и дешевле. Давайте после круглого стола останемся и уделим этому вопросу некоторое время.

Константин Яровой: Договорились. Буду очень признателен.

Иван Пирч, заместитель директора СЗАО «Новинка»: Специалисты проявляют все больший интерес к бурению на депрессии. Зачастую технологии направленного колтюбингового бурения и радиального вскрытия пласта называют новыми, хотя они известны уже довольно давно и, по моему мнению, должны были бы использоваться на постсоветском пространстве гораздо шире. А на практике, если не брать в расчет Сургутнефтегаз, колтюбинговое бурение применяется незначительно. Вопрос: почему? И что делать, чтобы колтюбинговое бурение и радиальное вскрытие пласта нашли более широкое применение в СНГ?

Артём Цин: Колтюбинговое бурение – не новая технология, она широко распространена. В частности, в Северной Америке. Но в России она все еще ищет свою нишу: трудноизвлекаемые запасы, в том числе остаточные. Почему на территории России бурение с колтюбингом, а это подразумевает бурение на депрессии, не получило широкого распространения? По двум причинам. Во-первых, оно имеет ограничения как по длине ствола, так и по его размерам. И, во-вторых, во многих случаях бывает проще и эффективнее использовать мини-ГРП, чем вскрывать стволы на депрессии. Но сама технология колтюбингового бурения имеет место быть во всем мире. Ее обязательная ниша – трудноизвлекаемые и остаточные запасы. Когда нужно поднять КИН, остается еще радиальное вскрытие: вскрыть как можно больше стволов и таким образом увеличить приток.

for the alternative methods of development of such fields. The companies look for and introduce new technologies in order to maintain the production at the established level or reduce the rate of production decline. While oil is easily recoverable, innovations are not in great demand. But once the production starts to decline, comes the turn of innovations.

Yury Butov: I think that drilling of multi-branch, horizontal and slant wells will be in demand. Of course there should be demand for coiled tubing technologies, radial drilling. For example, taking into account geology conditions of Belarus, it is necessary to increase the drainage area in order to get better return of capital investments into the construction of new wells and sidetracking.

Konstantin Yarovoy, Chief of coiled tubing operations, PDNK Save Well: Talking of sidetracks. I have a question. I want to directionally run a wedge to the well tube, position it, and drill at least ten-meter borehole using a 1.5-inch stationary coiled tubing. I would like to discuss with the colleagues whether it is possible to perform such an operation.

Artyom Tsin: And what is your practical interest in performance of this work?

Konstantin Yarovoy: For example, hydraulic fracturing is an expensive technology. And in this case in a certain area of formation we will drill a highly permeable channel of the necessary length and in the direction we need.

Технология колтюбингового бурения имеет место быть во всем мире. Ее обязательная ниша – трудноизвлекаемые и остаточные запасы.

Coiled tubing drilling technology is existent all over the world. The main market segment for such technology is hardly recoverable reserves and residue reserves.

Artyom Tsin: I see this issue in the following way: if you run a wedge to the well tubing and if you do not have a packer, then there will be a blowout. If you have a packer, in this case you will drill under balance and there will be no failures. The work is quite implementable, but you need to carefully assess its cost. I think that mini hydraulic fracturing operation will be quicker and cheaper. Let us discuss this issue in detail after the round table.

Konstantin Yarovoy: Ok. I would highly appreciate it.

Ivan Pirch, Deputy Director, Novinka: The professionals are more and more interested in the underbalanced drilling. Very often coiled tubing directional drilling and radial drilling are considered new technologies, however they are known for quite a long time, and I believe that such technologies should have been more widely used in the former USSR

Иван Пирч: Радиальное вскрытие пластов – это, в моем понимании, не самая дорогая технология, но, тем не менее, к ней надо относиться осторожно.

Артём Цин: Я бы не назвал ее дешевой, если сравнивать, например, с мини-ГРП. Возможно, проще обойти призабойный скин десятиметровой трещиной... Кроме того, опыт применения радиального вскрытия пласта в России на каждой третьей скважине оказывался, так или иначе, аварийным. Причин масса – от человеческого фактора до элементарного незнания параметров скважины. Плюс несовершенство инструмента, непредназначение его именно для данного метода. Сама технология должна была пройти обкатку, к этому привлекались иностранные специалисты, в том числе и из компании Weatherford. Работы оказались не слишком эффективными и достаточно дорогими, поэтому технология широкого развития не получила.

Дмитрий Грибановский: Хотелось бы, чтобы наш разговор перешел от вопросов общих к более частным, которые меня как представителя компании – производителя оборудования не могут не интересовать. Давайте поговорим об оборудовании для нефтегазового сервиса.

Артём Цин: Компания Weatherford совсем недавно приобрела у СЗАО «Фидмаш» первую единицу оборудования, поэтому говорить об опыте работы на нем еще не приходится. Но скажу, возможно, банальность. Шасси «Волат» МЗКТ, на котором смонтирована установка, для меня выглядит как идеально задуманное для тяжелых дорожных условий транспортное средство. Это своего рода boy's toy – игрушка для настоящих мужчин. Импортные аналоги больше приближены к паркетному варианту, а не к тяжелому бездорожью, которое на севере России встречается повсеместно. Второе, что мне очень понравилось у Фидмаша – цементируемый агрегат с двумя насосами. Иметь два независимых насоса, а не один – это идеальный вариант, потому что приходится в течение длительного времени при большом морозе проводить закачку, и при эксплуатации единственного насоса нельзя исключить возможность поломки. Поэтому дополнительный насос – замечательный выход! Только одно пожелание: хотелось бы, чтобы производитель рассмотрел возможность модернизации кабины, чтобы установку более удобно было эксплуатировать в арктических условиях.

Сергей Ткаченко, управляющий директор ООО «Интегра-Сервисы»: У нас



countries. In practice, coiled tubing drilling is rarely used, except for Surgutneftegaz. Why? What can we do to promote coiled tubing drilling and radial drilling in the CIS states?

Artyom Tsin: Coiled tubing drilling is not a new technology. It is widely used in North America, for example. But in Russia this technology has not yet found its market: hardly recoverable reserves including residue reserves. Why coiled tubing drilling, that implies underbalanced drilling, has not become popular in Russia? There are two reasons for this. Firstly, such type of drilling has restrictions with regard to the length and diameter of the wellbore. Secondly, in many cases it appears to be easier and more efficient to perform mini hydraulic fracturing instead of underbalanced drilling. But the coiled tubing drilling technology is existent all over the world. The main market segment for such technology is hardly recoverable reserves and residue reserves. When it is necessary to increase the oil recovery factor, we can use radial drilling; that means opening up as much wellbores as possible and thus increasing the influx.

Ivan Pirch: As far as I understand radial drilling is not a very expensive technology, still we should be careful about it.

Artyom Tsin: If we compare this technology to mini hydraulic fracturing, I would not say that it is a cheap technology. Probably it would be easier to eliminate the bottomhole area skin effect by producing a 30-feet fracture ... Besides, performance of radial drilling in Russia resulted in damage or accident in each third well. There are plenty of reasons for that – from human factor to lack of knowledge

развиваются два направления: цементирование и колтюбинг. Имеется пять колтюбинговых установок производства СЗАО «Фидмаш». Опыт работы за два года накоплен положительный. В «Интегре» намечается перевооружение в части бурового оборудования, так что планируются существенные закупки в данном сегменте.

Константин Яровой: У нас совместное предприятие с нидерландской компанией, поэтому мы работаем на колтюбинговой установке производства ASEP. Сейчас мы работаем на заказчика, который предоставляет нам скважины с уже подготовленной площадкой. Хотя на Украине тоже есть бездорожье и черноземы, в которые можно въехать и не выехать, на свою технику на шасси Terberg мы не жалуемся.

Михаил Пытько, супервайзер колтюбинговой установки ТОВ «ПДНК Сейв Вел»: Мы в настоящее время работаем с американской азотной установкой криогенного типа, но и у нас очень большой интерес вызвала азотная установка производства СЗАО «Фидмаш». Наша компания растет, мы собираемся увеличивать флот.

Хотелось бы обратиться к отечественным производителям с пожеланием более активно предлагать свои разработки.

I would like to ask domestic manufacturers to be more active, to promote new equipment.

Дмитрий Семикин: На сегодняшний день на Северном Каспии мы имеем шесть открытых месторождений, и пока только первое введено в эксплуатацию в прошлом году. Уже в среднесрочной перспективе мы планируем иметь более десятка ледостойких платформ, каждая из которых – гигантский комплекс: буровой, технологический, энергетический, где одновременно ведется и бурение, и подготовка первичной нефти. Конечно, оборудования там задействована масса, причем на 90% это оборудование импортное. Поэтому хотелось бы обратиться к отечественным производителям с пожеланием более активно предлагать свои разработки, совершенствоваться, чтобы мы, заказчики, могли рассчитывать именно на оборудование производителей России и СНГ. Надеемся, что СЗАО «Фидмаш» станет нашим стратегическим партнером по поставке колтюбингового оборудования для офшора.

Дмитрий Грибановский: О буровых платформах мы знаем не понаслышке, нами накоплен положительный опыт внедрения.

about well parameters. Plus imperfection of the tools that are not specially designed for such type of work. The technology itself was to be tested; even foreign experts, including Weatherford experts were involved in the process. But the works turned to be quite expensive and not very much efficient, that is why the technology did not obtain wide circulation.

Dmitry Gribanovsky: I suggest proceeding to the discussion of more specific issues that are of great interest to me being a representative of equipment manufacturing company. Let's speak about the equipment for oil and gas services.

Artyom Tsin: Weatherford has just recently purchased first equipment unit from NOV Fidmash, and it is still too early to speak about any experience of using it. But I would like to say that the Volat chassis (manufactured by Minsk Wheel Tractor Plant) seems to be an ideal vehicle for off-road operation. This is a kind of boy's toy – a toy for tough guys. Foreign analogs are not designed for tough off-road conditions which are very common in the North of Russia. The second thing I liked a lot is the cementing unit with two pumps. It is wonderful to have two independent pumps instead of one. Very often we perform pumping operations for quite a long time at very low temperatures, so when you have only one pump there is always a risk of failure. That is why additional pump is a wonderful solution! I would like only to request the manufacturer to consider the possibility of cabin modernization in order to make the unit's operation in the arctic conditions more convenient.

Sergey Tkachenko, Managing Director, Integra-Services: We are developing in two directions: cementing and coiled tubing. We have five coiled tubing units manufactured by NOV Fidmash. Over the period of two years we have gained positive experience. Integra plans to conduct re-equipment in terms of drilling equipment, so there will be substantial procurement in this segment.

Konstantin Yarovoy: We are a joint venture with the Dutch company that is why we use coiled tubing unit manufactured by ASEP. We are currently working for the customer, who provides us the wells with already prepared sites. Despite the fact that in Ukraine we also have the off-the-road conditions and we have black soils where the vehicles can easily be stuck, we are quite satisfied with our equipment on the Terberg chassis.

Mikhail Pytko, coiled tubing unit supervisor, PDNK Save Well: We are currently operating an American cryogenic nitrogen unit and we are very much interested in the nitrogen unit manufactured by NOV Fidmash. Our company is growing and we plan to enlarge our fleet.

Dmitry Semikin: Currently in the North Caspian we have six discovered fields, but only one field was commissioned last year. In the mid-term we plan

Выражаем полную техническую и моральную готовность быть вашим стратегическим партнером и просим вас конкретизировать задачи, чтобы мы изготовили именно то оборудование, которое будет для вас максимально эффективным.

Дмитрий Семикин: Всю необходимую информацию мы подготовим.

Дмитрий Грибановский: Информация играет все возрастающую роль в сопровождении внедрения новых технологий. Становится необходимостью получать как можно больше информации в максимально сжатые сроки. Этот вопрос я задаю как член редакционного совета проекта «Время колтюбинга». Как вам удобнее получать информацию от проекта: с помощью адресной электронной рассылки, из интернет-портала, со страниц журнала, в процессе общения на ежегодной Научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»?

Юрий Бутов: Хотелось бы, чтобы на ежегодную Научно-практическую конференцию приглашалось больше представителей компаний, которые уже испытали новые технологии и могут поделиться опытом. В частности, рассказать, какое количество скважин обработано, в каких условиях. Это очень помогало бы тем, кто только собирается внедрять новые технологии. Вообще, все методы получения информации полезны. Журнал «Время колтюбинга» и сайт демонстрируют достаточно хорошую информативность, но личное общение коллег вообще сложно переоценить.

Артём Цин: Расскажу о текущей ситуации, которая наблюдается у меня в департаменте. Из-за дефицита кадров мне, как производственнику, контролирующему процесс, бывает просто некогда поехать на конференцию, а уж тем более написать статью для журнала. Поэтому в моей сегодняшней ситуации было бы удобно получать электронные сообщения о новинках, в первую очередь в области колтюбингового оборудования и инструмента. Или обсуждать проблемы при личном контакте. Я получаю электронную копию журнала «Время колтюбинга». Успеваю просмотреть номер, выбрать интересное для меня и прочесть. Получается тоже эффективно.

Александр Богатко, инженер-технолог лаборатории бурения и восстановления скважин БелНИПИнефть: Очень удобная форма – интернет-форумы. Но есть

to have more than ten ice-resistant platforms. Each of such platforms is a huge complex containing drilling, technology, and energy elements. At such platforms we will simultaneously have drilling and preliminary treatment of the produced oil. Of course, such platforms will have a lot of different equipment, 90% of which will be foreign one. In this respect I would like to ask domestic manufacturers to be more active, to promote new equipment, to develop, so that we, the customers, are able to purchase equipment produced in Russia and CIS. We hope that NOV Fidmash will become our strategic partner in terms of supplies of coiled tubing equipment for offshore usage.

Dmitry Gribanovsky: We know about drilling platforms firsthand as we have gained good implementation experience. We express complete technical and moral preparedness to be your strategic partner, and we kindly ask you to specify your tasks in more detail, so that we are able to manufacture the equipment that would be of maximum efficiency for you.

Dmitry Semikin: We will prepare all the necessary information.

Dmitry Gribanovsky: Information is playing more and more important role in the process of new technologies adoption. Now it is necessary to receive as much information as possible in the shortest period of time. Being a member of the editorial board of the Coiled Tubing Times project I would like to ask the following question. What is the most suitable way for you to receive information about the project: via direct e-mails, from the website, from the printed journal, or via the communication process at the annual Coiled Tubing and Well Intervention research and practical conference?

Yury Butov: I wish more representatives of the companies that already had tried new technologies and can share their experience were invited to the conference. So that, for example, they can tell the participants how many wells had been treated, under what conditions. I think such information would be of great help for the companies that just plan to introduce new technologies. In general, all the methods of information acquisition are useful. Coiled Tubing Times journal and the website have good information content, but face-to-face communication is of great importance, of course.

Artyom Tsin: I would like to tell you about the situation in my department. Due to the lack of personnel I, being the production expert monitoring the whole process, very often do not have time to go to a conference and write an article for a journal. That is why in my current situation it would be more suitable to receive electronic messages about the novelties, first of all in the sphere of coiled tubing equipment and tools. Or to discuss issues during

проблема: можно задать вопрос и не получить ответ. Хотелось бы, чтобы проектом «Время колтюбинга» была проведена более широкая работа по привлечению специалистов на профессиональные форумы.

Самый лучший способ получения информации о новом оборудовании, на мой взгляд, когда производитель позволяет увидеть процесс производства.

In my opinion the best way of acquiring information about new equipment is when the manufacturer allows to see the manufacturing process.

Том Петерсон, менеджер службы ГНКТ компании Trican Well Service: Мне очень нравятся конференции, но самый лучший способ получения информации о новом оборудовании, на мой взгляд, когда производитель позволяет увидеть процесс производства.

Дмитрий Семикин: Соглашусь с коллегой из Trican. Производство – это всегда очень информативно, поскольку позволяет увидеть многие частности своими глазами.

Данила Фролов: Было бы очень интересно получать информацию по электронной рассылке. У нас маленькая компания, и держать в штате специалиста по сбору информации мы не имеем возможности. Поэтому мы очень заинтересованы в развитии проекта «Время колтюбинга».

Константин Яровой: Для меня интересны интернет-форумы, непосредственное общение со специалистами, а также семинары и конференции. Конкретные проблемы удавалось решить как на форумах, так и в процессе личного общения. Журнал тоже очень полезен, потому что, наверное, у каждого инженера однажды наступает момент, когда кажется, что ты знаешь уже всё. Но считаешь журнал и поймешь, что появилось что-то, чего ты не знаешь. И тогда испытаешь толчок – думать, развиваться. Появятся новые темы, новые решения привычных проблем. Захочется свои идеи обсудить на форуме с коллегами, которые тоже знают всё, но их «всё» немножко другое, нежели твое. Журнал, интернет, конференция – все формы получения информации взаимосвязаны и важны.. ☺

Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

face-to-face meetings. I receive an electronic copy of the Coiled Tubing Times journal. I have time to look through the issue, select materials that are interesting for me and read them. This is also quite efficient.

Alexander Bogatko, Production Engineer, Drilling and Well Recovery Laboratory, BelNIPIneft:

Internet forums are a very convenient form of communication. But there is a certain problem: you can ask a question but no answer may be given to it. I wish the Coiled Tubing Times project conducted a more active work aimed at involvement of specialists in the communication process on professional Internet forums.

Tom Peterson, Coiled Tubing Service Manager, Trican Well Service: I like conferences very much, but in my opinion the best way of acquiring information about new equipment is when the manufacturer allows to see the manufacturing process.

Dmitry Semikin: I agree with my colleague from Trican. Manufacturing process is always very much informative, as it allows to see many details and

Конкретные проблемы удавалось решить как на форумах, так и в процессе личного общения.

Some specific problems have been solved through both forums and face-to-face meetings.

particularities with your own eyes.

Danila Frolov: It would be very good to receive information via e-mail. Our company is a small one and we cannot afford employing a specialist responsible for information acquisition. That is why we are very much interested in further development of the Coiled Tubing Times project.

Konstantin Yarovoy: I prefer Internet forums, face-to-face communication with specialists, as well as seminars and conferences. Some specific problems have been solved through both forums and face-to-face meetings. The journal is also very helpful. During professional life of probably every engineer there comes a moment when it seems that you already know everything. But then you read a journal and just discover that there have appeared new things that you do not know about yet. And this gives you an impetus to think, to develop. You start mastering new topics and finding new solutions of the ordinary problems. You want to share your ideas on the forums with the colleagues, who also know everything, but their “everything” is a bit different from yours. Journals, Internet, conference – all the forms of information acquisition are interrelated and important. ☺

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times

**CTT
WIC
2011**

Организаторы:
Organizers:



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*



14–16 сентября 2011 года, September, 14–16, 2011
Россия, Москва, гостиница «Аэростар» Aerostar Hotel, Moscow, Russia

**АНОНС 12-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

**ANNOUNCEMENT OF THE 12TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

14–16 сентября 2011 года в Москве в гостинице «Аэростар» пройдет 12-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

В мероприятии традиционно принимают участие такие крупнейшие отечественные и зарубежные компании, как Газпром, Роснефть, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР, Газпром нефть, Татнефть, Башнефть, Интегра, Зарубежнефть, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, Trican Well Service, NOV, Foremost, Tenaris, Global Tubing и другие.

Конференцию предваряет шестичасовой образовательный семинар «Колтюбинг – оборудование, технологии и применение». Семинар рассчитан как на сотрудников нефтегазодобывающих компаний, так и на представителей сервисных предприятий. Для специалистов из компаний, уже работающих с колтюбинговыми установками, несомненный интерес будет представлять раздел, посвященный анализу причин аварий при работе с ГНКТ с рассмотрением случаев из практики, а также разделы о колтюбинговых технологиях, применяемых при проведении ТКРС. Один из разделов будет посвящен последним достижениям в области колтюбингового бурения. Каждому слушателю семинара будет вручен именной сертификат, подтверждающий прохождение курса.

УЧАСТИЕ В СЕМИНАРЕ:

- при оплате до 1 июля 2011 года – 17 850 руб.
- при оплате после 1 июля 2011 года – 19 650 руб.

The 12th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference to be held September 14–16, 2011 at the Aerostar Hotel, Moscow.

The event will traditionally be attended by the biggest domestic and foreign companies such as Gazprom, Rosneft, LUKoil, Surgutneftegaz, TNK-BP, Gazprom нефть, Tatneft, Bashneft, Integra, Zarubezhneft, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, Trican Well Service, NOV, Foremost, Tenaris, Global Tubing and others.

The Conference will be preceded by a six-hour educational short course “Coiled Tubing – Equipment, Technologies and Applications”. The short course is meant for both – employees of oil and gas producer companies and representatives of service companies. Short course section dedicated to analysis of the main causes of coiled tubing accidents and failures including case study, and the sections dedicated to coiled tubing technologies used for well servicing and workover will be of great interest for the professionals coming from the companies that already use coiled tubing. One of the short course sections will be dedicated to the latest achievements in the sphere of coiled tubing drilling. Each short course attendee will receive a personal certificate confirming that he/she passed the course.

SHORT COURSE ATTENDANCE FEES:

- If paid before July 1, 2011 – \$595.
- If paid after July 1, 2011 – \$655.

Theoretical part of the 12th Conference will be dedicated to the outcomes of conventional technologies utilization as well as prospects of new technologies application. Ten technical sessions are planned to

Результатам применения уже привычных технологий и перспективам внедрения новых будет посвящена теоретическая часть 12-й конференции. Запланированы десять технических сессий, охватывающих следующие основные темы: новые технологии повышения нефтеотдачи пластов; интенсификация добычи нефти и газа, в том числе технологии проведения ГРП и оценка их эффективности; ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах; зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ; оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин; информационное и инженерно-техническое обеспечение внутрискважинных работ и другие.

УЧАСТИЕ В КОНФЕРЕНЦИИ:

- при оплате до 1 июля 2011 года – 37 800 руб.
- при оплате после 1 июля 2011 года – 41 700 руб.
- для представителей вузов и студентов – 20 850 руб.
- для заочных участников – 10 500 руб.

СКИДКА 5%

- при регистрации трех и более участников
- для участников конференции 2010 года

Варианты спонсорского участия
высылаются по запросу на ctt-wic@cttimes.org

ВНИМАНИЕ!

**Заявки на выступления с докладами
принимаются до 1 августа 2011 года.
Заявки на участие в конференции
принимаются до 1 сентября 2011 года.**

В рамках конференции будет проводиться специализированная выставка (15–16 сентября). Экспоненты получат уникальную возможность наиболее выгодно представить свою продукцию и услуги. На стенде компании будет удобно организовать презентацию и провести переговоры.

УЧАСТИЕ В ВЫСТАВКЕ:

- аренда конференц-стенда – 42 600 руб.

Тел. / Phone: +7 (499) 788 9124,
Факс / Fax: +7 (499) 788 9119
E-mail: ctt-wic@cttimes.org,
irina.gruzdilovich@cttimes.org
<http://cttimes.org/ru/conference/>

cover the following main topics: new technologies of oil recovery enhancement; oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies and their efficiency assessment; squeeze cementing of oil and gas wells; sidetracking, including coiled tubing sidetracking; equipment, materials and tools for well servicing and workover; information and engineering support of well interventions and other topics.

CONFERENCE ATTENDANCE FEES:

- If paid before July 1, 2011 – \$1260.
- If paid after July 1, 2011 – \$1390.
- For students and university representatives – \$695.
- For distant participants – \$350.

DISCOUNT 5%

- Registration of three and more attendees
- For 2010 Conference attendees

Sponsorship options will be sent upon request
at the following e-mail: ctt-wic@cttimes.org

NOTE!

**Applications for presentations shall be
submitted no later than August 1, 2011.
Applications for Conference attendance shall
be submitted no later than September 1, 2011.**

A specialized exhibition to be held within the framework of the Conference (September 15–16). Exhibitors will have an opportunity to showcase their products and services. Exhibition stand will be a convenient place to deliver presentations and hold negotiations.

EXHIBITION PARTICIPATION FEE:

- Exhibition stand rental – \$1420.



*На 11-й Международной научно-практической конференции
«Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»
At the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing
and Well Intervention Conference*

Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью кольтюбинговой техники

Technology of Acid and Alkali Treatment with the Use of Coiled Tubing Equipment

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН,
А.В. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
Р.В. ТКАЧЕНКО, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

E.V. PANIKAROVSKY, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN,
A.V. KUSTYSHEV, "TumenNIIGiprogaz",
R.V. TKACHENKO, "Gazprom podzemremont Urengoy"

Одним из важных методов увеличения нефтегазоотдачи является физико-химическое воздействие на продуктивные пласты растворами кислот и щелочей. В Западной Сибири на большинстве нефтяных и газовых месторождений при выходе скважин из бурения или длительного нахождения в бездействующем фонде применяют кислотные обработки призабойных зон пласта, после которых скважины вводят в эксплуатацию [1].

Однако чтобы данные процессы физико-химического воздействия на пласт имели высокую эффективность, необходимо учитывать вещественный состав пород-коллекторов и проводить технологические операции на скважинах в соответствии с технологиями, разработанными для конкретных месторождений и конкретного продуктивного пласта. Несоблюдение этих условий приводит к низкой эффективности данного вида работ, а то и к отрицательному результату.

В нефтепромысловой практике при установке кислотных ванн используется соляная кислота (HCl), фтористоводородная (плавиковая) кислота (HF) или их смесь – глинокислота, а при установке щелочных ванн – раствор гидроксида натрия (каустической соды NaOH). При установке кислотных ванн используется 15%-й раствор HCl, а при установке щелочных ванн – 15%-й раствор NaOH. Время установки кислотных ванн варьируется от двух до шести часов, щелочные ванны выдерживаются до 24 ч [2].

Physico-chemical treatment of the productive reservoirs with the acid and alkali solutions is an important method of oil and gas recovery enhancement. Bottomhole area acid treatment is used in Western Siberia at the majority of oil and gas wells right after drilling or after such wells have been idle for a long time. After the acid treatment the wells are put into operation [1].

However, in order to make such physico-chemical treatment highly efficient it is necessary to take into account the material composition of the reservoir formation and perform all the technological operations at the well in full compliance with the technology developed for each specific oil or gas field and each specific productive formation. Non-compliance with the abovementioned requirements can lead to low efficiency of such works, or to even negative results.

Usually hydrochloric acid (HCl), fluorhydric acid (HF) or their mixture (mud acid) is used for acid baths and sodium hydroxide solution (caustic soda NaOH) is used for alkali baths. For acid baths we use 15% HCl solution and for alkali baths we use a 15% NaOH solution. The application time for acid baths is usually from two to six hours, alkali baths – up to 24 hours [2].

In order to increase the efficiency of the bottomhole treatment works and reduce their duration it is recommended to use a coiled tube instead of conventional wash pipes.

To make bottomhole treatment works successful it is required to measure the total well depth, conduct geophysical studies and clarify well operation parameters. It is also necessary to perform a set of check measurements: measure well flow rate, tubing pressure, annulus pressure, take 2–3 samples of the reservoir fluid, and determine water cut of the well production [3].

Для повышения эффективности работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ) и снижению их продолжительности вместо промывочных труб, спускаемых с помощью подъемных агрегатов, рекомендуется использовать гибкую трубу колтюбинговой установки.

Для успешного проведения работ по ОПЗ на скважине следует предварительно отбить забой, провести геофизические исследования и уточнить параметры работы скважины. Также необходимо провести ряд контрольных замеров – дебита, трубного и затрубного давлений, отобрать от двух до трех проб пластового флюида, определить степень обводненности продукции [3].

В случае необходимости после завершения подготовительных работ скважину глушат с помощью колтюбинговой установки. Однако для успешности и эффективности последующей ОПЗ предпочтительнее глушение скважины не проводить, а все работы проводить в газовой среде.

Объем раствора кислоты или щелочи (V , м³) определяется объемом скважины в интервале продуктивного пласта:

$$V = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot d_{\text{н}}^2 \cdot (h + 20) \quad (1)$$

где h – толщина интервала перфорации, м; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр гибкой трубы (ГТ), м.

Технологический процесс ОПЗ рекомендуется проводить с использованием растворов соляной кислоты или глиноуксусной кислоты [4]. Объем закачиваемого кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия и составляет от 0,4 до 1 м³ на 1 м эффективной перфорированной толщины (таблица 1).

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегата.

ОПЗ кислотными растворами под давлением применяется в слабопроницаемых породах и для увеличения зоны проникновения кислотного раствора в пласт. Перед проведением работ по кислотной или щелочной обработке следует провести осмотр фонтанной арматуры, обязать устье скважины по схеме, приведенной на рисунке 1, опрессовать нагнетательную линию.

If necessary, after completion of the preparatory works the well can be killed using coiled tubing unit. However, in order to make the subsequent bottomhole treatment more successful and efficient it is preferable not to kill the well, and conduct all the works in gaseous medium.

The volume of acid or alkali solution (V , m³) is determined by the well volume in the productive formation interval:

$$V = 0,785 \cdot ID^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot OD^2 \cdot (h + 20) \quad (1)$$

where h – perforation interval thickness, m; ID – production string inside diameter, m; OD – coiled tube outside diameter, m.

It is recommended to use hydrochloric or mud acid solutions for bottomhole treatment [4]. The volume of the acid solution to be injected into the bottomhole area is determined by the estimated radius of action and is usually 0.4 to 1 m³ per 1 meter of perforated interval (Table 1).

Acid pumping unit or cementing unit are usually used to inject acid solution into the formation.

Pressure acidizing is used in low-permeable rocks and in order to expand the zone of acid solution penetration into the formation. Before acid or alkali treatment it is necessary to inspect wellhead equipment, pipe the wellhead as shown in figure 1 and pressurize the injection line.

The sequence of operations is as follows. At a killed well after construction or workover, inspection of the wellhead equipment and piping of the wellhead is conducted. Then a coiled tube is run into the well and well circulation is tested by operating the well via annular space between the coiled tube and the production string.

With the coiled tube inside the well at the depth of 2–5 meters below the to-be-treated interval the well is washed out with service water treated with surface-active agent and water-repellent agent in order to reduce equipment corrosion. To ensure removal of large particles the water is thickened with a 2% solution of carbon-methyl cellulose [5].

With the annular space open the estimated amount of acid or alkali solution is injected into the coiled tube and then squeezed to the perforation interval with the displacement fluid. The speed of injection shall be minimal (up to 2 liters per second). Then the casing valve is closed and the acid or alkali is squeezed into the formation with the help of displacement fluid.

The volume of displacement fluid can be determined by the following formulas:

Таблица 1 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиусов обработки призабойной зоны при различной пористости горной породы
Table 1 – The volume of agent per unit of formation thickness depending on the required radius of bottomhole area treatment and rock porosity

Радиус обработки, м Treatment radius, m	Объем реагента (м³) при различной пористости (%) пород Volume of agent (m³) at different rock porosity (%)							
	13 %	15 %	17 %	19 %	21 %	23 %	25 %	27 %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,5	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,14	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,20	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41
0,8	0,26	0,29	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,33	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,41	0,47	0,53	0,59	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,49	0,56	0,64	0,72	0,72	0,87	0,91	1,02
1,2	0,59	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,69	0,79	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,80	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	0,92	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,00	1,20	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,32	1,52	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74
1,9	1,47	1,70	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,63	1,89	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,1	1,80	2,07	2,35	2,68	2,90	3,18	3,46	3,73
2,2	1,97	2,27	2,58	2,88	3,19	3,49	3,80	4,10
2,3	2,16	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48
2,4	2,35	2,71	3,08	3,43	3,80	4,16	4,52	4,88
2,5	2,54	2,94	3,33	3,73	4,12	4,51	4,90	5,30
2,6	2,75	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,33	5,52
2,7	2,97	3,43	3,89	4,36	4,80	5,26	5,72	6,18
2,8	3,20	3,69	4,18	4,68	5,17	5,66	6,15	6,64
2,9	3,43	3,95	4,49	5,02	5,54	6,07	6,60	7,13
3,0	3,67	4,23	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,1	3,92	4,52	5,13	5,73	6,34	6,94	7,54	8,15
3,2	4,17	4,82	5,47	6,11	6,75	7,39	8,04	8,68

Схема проведения работ состоит в следующем. На заглушенной скважине, вышедшей из строительства или из капитального ремонта, проводят осмотр фонтанной арматуры, обвязывают устье скважины. Спускают гибкую трубу в скважину и проверяют наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между гибкой трубой и лифтовой колонной.

При спущенной гибкой трубе на 2–5 м ниже обрабатываемого интервала скважину промывают технической водой, обработанной поверхностно-активным веществом и гидрофобизирующими добавками с целью снижения коррозии оборудования. Для обеспечения выноса крупных частиц из скважины техническую воду загущают 2%-м раствором карбометилцеллюлозы (КМЦ) [5].

При открытом затрубном пространстве в гибкую трубу закачивают расчетное количество кислотного или щелочного раствора и продавливают до интервала перфорации продавочной жидкостью. Скорость закачивания должна быть минимальной (до 2 л/с). Закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор в пласт продавочной жидкостью.

Объем продавочной жидкости определяется по формулам:

$$V = V_{\text{БДГ}} + V_{\text{обв}}, \quad (2)$$

где V – объем продавочной жидкости, м^3 ;

$V_{\text{БДГ}}$ – объем колонны гибкой трубы, м^3 ;

$V_{\text{обв}}$ – объем обвязки на устье, м^3 .

$$V_{\text{БДГ}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot l, \quad (3)$$

где l – длина гибкой трубы, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр гибкой трубы, м.

Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной. Давление закачивания не должно превышать давления гидроразрыва пласта, а объем кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия (см. таблицу 1).

Для коллекторов порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:

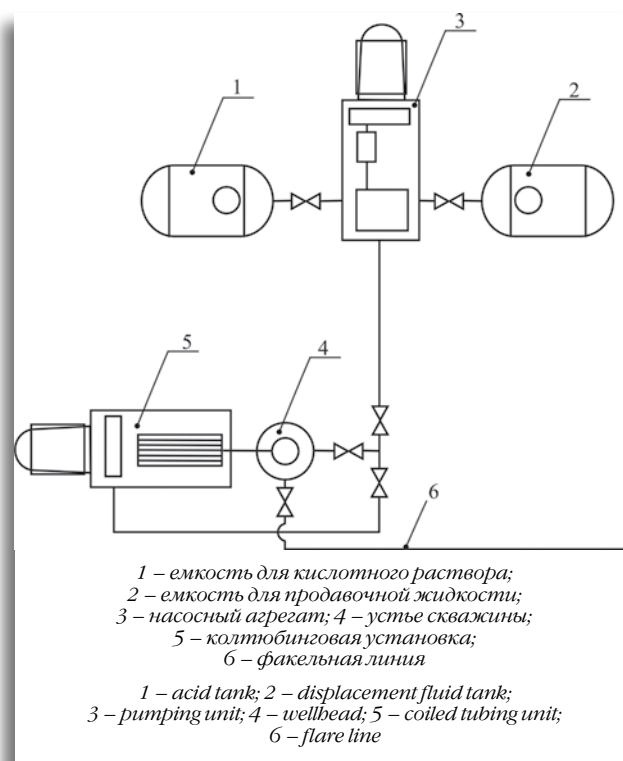


Рисунок 1 – Принципиальная схема обвязки скважины и оборудования при кислотной обработке пласта

Figure 1 – Wellhead piping and equipment location during acid treatment

$$V = V_{\text{CT}} + V_{\text{piping}}, \quad (2)$$

where V – volume of displacement fluid, m^3 ;

V_{CT} – volume of the coiled tube string, m^3 ;

V_{piping} – volume of the piping at the wellhead, m^3 .

$$V_{\text{CT}} = 0,785 \cdot ID^2 \cdot l, \quad (3)$$

where l – length of the coiled tube, m; ID – inside diameter of a coiled tube, m.

The speed of acid or alkali squeeze into the formation shall be maximum possible. The injection pressure shall not exceed the hydraulic fracturing pressure and the volume of acid meant for bottomhole treatment is determined by the planned treatment radius (see Table 1).

For porous reservoirs the volume of acid to be injected to the bottomhole area is determined by the following formula:

$$V = \pi(R^2 - r^2) \cdot K_n \cdot h, \quad (4)$$

where V – the volume of the acid to be injected, m^3 ; R – treatment radius, m; r – well radius, m; K_n – mean open porosity, fractions; h – thickness of the treated part of reservoir, m.

$$V = \pi(R^2 - r^2) \cdot K_n \cdot h, \quad (4)$$

где V – объем закачиваемой кислоты, м³;
 R – радиус обработки, м; r – радиус скважины, м;
 K_n – средняя открытая пористость, доли;
 h – толщина обрабатываемой части пласта, м.

Для коллекторов трещинно-порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

где n – густота трещин 1/м; δ – раскрытость трещин, м.

Параметры n и δ определяются на матрицах породы, изготовленных из керна продуктивного пласта, где проводятся обработки скважин [6]. В данном случае кислотный состав движется по системе трещин.

После продавливания кислотного раствора в призабойную зону скважину оставляют на время реакции кислотного состава с коагулирующими частицами, находящимися в призабойной зоне. Затем скважину промывают промывочной жидкостью, осваивают, после чего из скважины извлекают гибкую трубу, отрабатывают на факельную линию для удаления продуктов реакции.

В случае невыхода скважины на проектный режим проводят повторную интенсификацию без глушения. При этом работы проводятся по схеме, аналогичной вышеописанной. Проводятся подготовительные работы, готовится необходимое количество кислотного или щелочного раствора для ОПЗ. Затем спускают гибкую трубу на 2–3 м ниже обрабатываемого интервала перфорации. Продавливают кислотный или щелочной раствор в пласт продавочной жидкостью, скважину закрывают на реагирование. После завершения времени реакции вызывают приток и отрабатывают скважину на факел с удалением продуктов реакции. Далее извлекают гибкую трубу из скважины и промывают ее промывочной жидкостью.

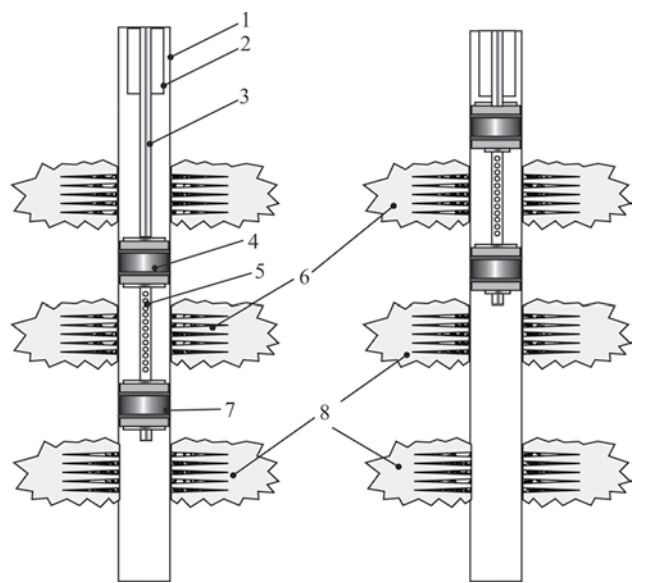
Для селективного воздействия на конкретный продуктивный пласт предусматривается установка в составе гибкой трубы двухпакерной компоновки,

For fractured-porous reservoirs the volume of acid to be injected to the bottomhole area is determined by the following formula:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

where n – fracture density 1/m; δ – fracture openness, m. n and δ parameters are determined by the rock matrices, made of the core taken from the productive reservoir where the treatment is to take place [6]. In this case the acid is flowing via fractures.

After acid is squeezed into the bottomhole area we wait for the acid to react with the colmatage particles in the bottomhole area. Then the well is washed out with a special washing fluid and completed. After that the coiled tube is pulled out of the well and the well is worked by flaring to remove reaction products.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна;
 3 – гибкая труба; 4 – надувной пакер; 5 – перфорированная труба;
 6 – интенсифицируемый пласт; 7 – надувной пакер-пробка;
 8 – продуктивный пласт

1 – production string; 2 – lift string;
 3 – coiled tube; 4 – inflatable packer; 5 – perforated tube;
 6 – formation to be treated; 7 – inflatable plug packer;
 8 – productive formation

Рисунок 2 – Схема селективной кислотной обработки продуктивных пластов газоконденсатных скважин при помощи колюбинговой установки с использованием надувных пакеров

Figure 2 – Selective acid treatment of the productive formations in gas condensate wells with the use of coiled tubing and inflatable packers

позволяющей закачивать кислотный или щелочной растворы через перфорированную трубу, расположенную между верхним надувным пакером и нижним надувным пакером-пробкой (рисунок 2).

После получения устойчивого притока и завершения отработки скважины проводят необходимые гидродинамические исследования, а после выхода скважины на проектный режим ее вводят в эксплуатацию.

Данный подход к восстановлению продуктивности скважин на завершающей стадии разработки месторождений в условиях аномально низких пластовых давлений наиболее оптимальный. Именно по такому пути разрабатываются новые технологии интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири: селективно направленные, без глушения с применением гибкой трубы колтюбинговой установки, с использованием пакерного оборудования. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Есипенко, А. И., Петров, Н. А. Влияние добавок неонола АФ9-12 на степень растворения забойных отложений и керна продуктивных горизонтов композициями кислотных растворов / А. И. Есипенко, Н. А. Петров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
3. РД 39-2-1050-84. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны пласта нефтяных скважин ацетоновыми растворами соляной кислоты. – Тюмень: СибНИИНП, 1984. – 11 с.
4. Патент 2269648 РФ. Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, В. А. Щуплецов, И. И. Клещенко (РФ). – № 2004119297; Заяв. 29.06.04; Оpubл. 10.02.06, Бюл. № 4.
5. Есипенко, А. И. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз» / А. И. Есипенко [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 5. – С. 12–15.
6. Паникаровский, В. В., Паникаровский, Е. В. Исследования проникновения фильтратов технологических жидкостей в породы коллекторы // Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ «Газпром», 2009. – 108 с.

**АКМАШ-ХОЛДИНГ**

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка

изготовление

поставка

консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 70-38-14, 70-38-26, 70-37-93
e-mail: sales@akmash.ru
www.akmash.ru

If the well does not achieve the planned performance, the repeated intensification operation is done without well killing. The sequence of works is similar to the previous case. Preparatory works are performed; the necessary volume of acid or alkali solution is prepared. Then a coiled tube is run into the well to the depth of 2–3 meters below the to-be-treated perforation interval. Then the acid or alkali is squeezed into the reservoirs with the displacement fluid and we need to wait for reaction to take place. After the end of the reaction time the well is flowed and worked by flaring to remove the reaction products. Then the coiled tube is pulled out of the well and the well is washed with the washing fluid.

If we need to have a selective treatment of the specific productive formation, a special two-packer unit is installed on the coiled tube. Such two-packer arrangement allows injecting acid or alkali via a perforated tube located between the upper inflatable packer and the lower inflatable plug packer (Figure 2).

Once the well produces sustainable flow and the well treatment operations are completed, the necessary hydrodynamic studies are to be conducted. Once well performance reaches a planned level, the well is put into operation.

This is actually the most optimal approach to restoration of well productivity at the final stages of oilfield development and under abnormally low reservoir pressures. Exactly in this direction all the new technologies of production stimulation in Western Siberia – selective technologies, technologies without well killing and with the use of coiled tubing, technologies with the use of packers – are developed. ©

Не только решать проблемы, но и предотвращать их

Not Only Resolve the Problems, but Also Prevent Them

*В рубрике «Гость номера»
выступает Т.Л. Тамамянц,
генеральный директор
ОАО «НПО «Бурение»*

Время колтубинга: Тигран Левонович, Вы стали генеральным директором научно-производственного объединения в том возрасте, когда многие поднимаются только на самые первые ступеньки карьерной лестницы. Как начинался Ваш трудовой путь?

Тигран Тамамянц: Я окончил в 2000 году Кубанский государственный технологический университет. Специализировался по направлению нефти, газа и энергетики, получил квалификацию «горный инженер». В том же году, помню до сих пор, 3 марта, я пришел на работу в «НПО «Бурение» в лабораторию технологии и проектирования буровых работ в должности инженера первой категории.

ВК: А что поспособствовало выбору профессии в Вашем случае?

Т.Т.: Наверное, в первую очередь, то, что мои бабушка и дедушка со стороны матери работали в этой отрасли. Я с детства наблюдал их деятельность, и мне было очень интересно. В частности, рассматривать геологические карты.

ВК: Но Ваша специальность ведь не геология.

Т.Т.: Нет, моя специальность – разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Но за годы работы в «НПО «Бурение» я стал специалистом именно в бурении и ремонте скважин. Освоил многие направления: и бурение на депрессии, и бурение скважин с горизонтальным окончанием...

ВК: Ваша биография отражает современную тенденцию, когда



*Our today's guest is T.L. Tamamyants,
Chief Executive Officer of Research
and Production Association "Burenie"*

Coiled Tubing Times: Mr. Tamamyants, you were very young when you were promoted to Chief Executive Officer of the Research and Production Association. At that age many other people just start climbing their career ladder. How did your career start?

Tigran Tamamyants: In 2000 I graduated from Kuban State University of Technology. At the university I majored in oil, gas and energy and I was qualified as Mining Engineer. I remember very well that on the 3rd of March 2000 I was employed by Research and Production Association "Burenie". I took up the position of First Rank Engineer at the Drilling Technologies and Drilling Design Laboratory.

CTT: Why did you choose this particular profession?

квалифицированный специалист постепенно приходит к достаточно узкой области применения своих навыков. А какие качества, по Вашему мнению, нужны в первую очередь молодому специалисту, чтобы сделать – в хорошем смысле – карьеру? Какие бы Вы советы дали тем, кто только оканчивает вуз?

Т.Т.: Наверное, не быть аморфным человеком, никогда не бояться работы, в том числе и над собой, следить за новинками отрасли и настойчиво продвигаться только вперед.

БК: Да, как говаривала одна из героинь Льюиса Кэрролла, «чтобы оставаться на месте, нужно очень быстро бежать...» По каким источникам лично Вы отслеживаете новинки отрасли?

Т.Т.: По отраслевым журналам, ресурсам интернета: порталам, сайтам, форумам. Мне интересно, что и где происходит, какие технические новинки появляются, с какими проблемами сталкиваются буровые операторы в России и в мире, с помощью каких технологий их удастся решить.

БК: Как Вы ставите задачи большому коллективу «НПО «Бурение»? Какова практика принятия решений у Вас в компании?

Т.Т.: У нашей компании очень серьезный научный потенциал. Мы продуцируем только инновационные технологии и разработки. Есть такой закон рынка, из которого следует, что, если идет подъем продаж какой-либо технологии или разработки, то на определенном этапе он обязательно сменится спадом, потому что и конкуренты не стоят на месте, и утечка информации где-нибудь, да происходит, и чужие лаборатории работают над расшифровкой рецептур. Поэтому постоянный анализ рынка имеет непреходящее значение. У нас действует научно-технический совет, в работе которого принимают участие специалисты с учеными степенями и научными званиями. Этот совет, исходя из анализа рынка и проблем, которые возникают на объектах строительства, предлагает возможные пути их решения, на основе которых по согласованию с заказчиком и ведутся научно-исследовательские работы. Если же у нас есть готовые решения и опыт их внедрения, то мы предлагаем их сразу.

БК: Вы работаете с конкретными заказчиками по их определенным проблемам?

Т.Т.: I made my choice because, first of all, my grandmother and grandfather had worked in this industry. I have been observing their work since my childhood, and I was very much interested in it. It was particularly interesting to look at the geology maps.

БК: But your specialty is not geology, isn't it.

Т.Т.: That's right. My specialty is development and exploitation of oil and gas fields. But over the years of my work at "Burenie" I became an expert in well drilling and workover. I mastered many areas of the work: underbalanced drilling, drilling of horizontal wells, etc.

СТТ: You biography reflects a modern tendency when a qualified professional gradually becomes an expert in a quite narrow field. What qualities shall young professionals possess first of all in order to build a good career? What can you recommend for the people who will soon graduate from universities?

Т.Т.: I would recommend them to be active people, never be afraid of work and self improvement, keep track of new technologies appearing in the industry and to persistently move forward.

СТТ: Yes, as one of the Lewis Carroll's heroines said: "...it takes all the running you can do, to keep in the same place." What sources of information do you usually use to keep track of new developments in the industry?

Т.Т.: I read trade journals, browse the Internet: web-sites, forums. I like to learn about technical novelties in the industry, to learn what kind of problems drilling operators face in Russia and worldwide, what technologies are used to resolve such problems.

СТТ: How do you usually assign tasks to the numerous staff of "Burenie"? What is the decision making practice in your company?

Т.Т.: Our company has strong scientific capacity. We produce only innovative technologies and developments. According to one of the market laws, if there is a rise in sales of certain technology or development it will surely be followed by a decline, because competitors also move ahead, leakage of information occurs sometimes, and other laboratories work hard to decipher your formulas. That is why constant market analysis is of paramount importance. We have a Council

Т.Т.: Да, с конкретными заказчиками. Иногда к нам обращаются уже в самый последний момент, когда скважина практически загублена, когда многие компании уже брались за эту работу, перепробовали все, что могли, но ничего не помогло. На мой взгляд, нужно сразу искать правильный подход, причем с помощью научных исследований, а не методом подбора «лекарства для скважины». Потому что скважина, как и живой организм, будет чувствовать себя все хуже и хуже, если оперативно не принять правильное решение.

ВК: Вы предлагаете хирургию для скважин или терапию?

Т.Т.: В каждом случае по-разному. Приведу пример. Одна компания объявила тендер, но никто, кроме «НПО «Бурение», предложенную работу выполнить не смог. Мы провели исследования в лаборатории, сделали оценку применяемых рецептур, и у нас прекрасно все получилось. Без основательной подготовки мы на скважину никогда не выходим. И за все свои материалы несем полную ответственность и даем на них гарантию.

ВК: Что тормозит внедрение новых технологий в России?

Т.Т.: То, что нефтедобывающие компании неохотно идут на новшества. То ли они привыкли работать по старинке, то ли сказывается нехватка финансовых средств. В России теперь разведочного бурения ведется не так много, как это было в 1990-х годах. Сейчас практически все эксплуатируемые месторождения находятся на поздней стадии разработки, и основным методом повышения нефтеотдачи стали ремонтно-изоляционные работы (РИР). Это водоизоляция, перебуривание, уход на другие горизонты и объекты и т.п. И все крутится вокруг РИР. А внедрять принципиально новые идеи побаиваются. Поэтому мы стараемся проводить у заказчиков опытно-промышленные работы даже без оплаты или с оплатой по факту: получилось – оплачиваете, а нет – то... Стараемся сделать не одну, а четыре-пять скважин, чтобы уже просматривалась тенденция и можно было построить кривую.

ВК: В «НПО «Бурение» действуют шесть лабораторий. Какие направления можно считать флагманом развития компании?

Т.Т.: На мой взгляд, флагманом развития является разработка рабочих проектов, каждый из которых – шаг вперед в продвижении наших технологий. В каждом проекте мы используем,

for Science and Technology. Our employees having academic degrees and ranks participate in the work of the Council. Based on the market analysis and analysis of the issues occurring at the facilities under construction this Council proposes possible solutions of such issues. Then research and development works are performed on the basis of such solutions and on agreement with the customer. If we have ready-made solutions and experience of their implementation, we propose such solutions to our customers straight away.

CTT: Do you work directly with the specific customers to resolve their problems?

T.T.: Yes, we work with the customers. Sometimes companies come to us at the very last moment, when a well is in a very bad condition, when many other companies already tried to do this job, tried all the possible solutions but nothing helped. I think that it is necessary to look for the right approach and solution from the very beginning based on the scientific research rather than on a rule of thumb, trying to find “medicine for a well”. Because a well is like a living organism – it will feel worse and worse if we do not quickly find proper solution.

CTT: Do you propose surgery or therapy for the wells?

T.T.: In each particular case it is different. I would like to give you one example. A company announced a tender, but nobody was able to perform the proposed work, except “Burenie”. We conducted laboratory studies, assessed the formulas, and we succeeded. We never perform any operations on a well without sound preparatory work. We are fully responsible for our materials and provide warranty on them.

CTT: What hampers the introduction of new technologies in Russia?

T.T.: The fact that oil producing companies are unwilling to introduce innovations. Either they become accustomed to working in the same old way or they lack financial resources. Nowadays the scope of exploration drilling in Russia is much less than in 1990-s. Today the majority of exploited oilfields are mature ones and squeeze job is the main EOR technology applied. This includes water insulation, redrilling, targeting other horizons and objects, etc. Everybody is focused on squeeze job. Companies are a bit afraid of introducing new technologies. That is why we try to perform industrial experimental works at our customers' fields without payment or with result-based payment: if our work is a success – a customer

где это возможно, наши промывочные жидкости, стараясь идеально подбирать их для данных горно-геологических условий, наши тампонажные материалы, химию и т.п. Это первое направление. Второе – крепление скважин. Нефтяники говорят, что одно неудачное крепление скважины способно перечеркнуть все удачи, которых компания достигла на предыдущих этапах строительства этой скважины. Если цементирование оказалось некачественным, то компания будет вынуждена тратить огромные финансовые средства на ликвидацию межколонных перетоков. Тем не менее некоторые компании пытаются цементировать скважину непроверенными материалами и в результате ее губят. Например, у одной компании в результате подобных действий заколонное давление в затрубном пространстве доходило до 280 атмосфер. Это означает, что наблюдалась практически полная сообщаемость пласта с земной поверхностью. Мы провели ОПР, зацементировали не менее пяти скважин. Все – по нашим новым технологиям создания противодействия в затрубном пространстве. И ни на одной из скважин не осталось межколонного давления.

БК: В каких лабораториях ведутся разработки, о которых Вы рассказали?

Т.Т.: В двух: технологии и проектирования буровых работ и технических средств для крепления и технологической оснастки скважин. Не стоят на месте и другие подразделения. Так в лаборатории технических средств для бурения и капитального ремонта скважин разрабатываются новые виды глубинного оборудования, всевозможные домкраты, инструмент для работы с колтюбингом, скребки гидравлические и механические и прочие средства для ремонта скважин. Одним словом, широкий перечень продукции, в которой нуждается рынок. Мы его тенденции отслеживаем. Недавно нам заказали гидравлический домкрат, который должен работать в горизонтальном стволе. Конструкция этого уникального инструмента нами уже создана, будем согласовывать ее с заказчиком. Лаборатория технических средств для крепления и технологической оснастки скважин проектирует муфты, разъединители всех типоразмеров, а также цементировочную технику. Сейчас наши конструкторы разрабатывают неразбуриваемую муфту контейнерного типа. Очень хорошая разработка, которая, думаю, будет пользоваться спросом. Производится также муфта – устройство

pays, if not – then... We try to perform the works at four-five wells in order to show our customers a tendency and draw a graph.

CTT: There are six laboratories in Burenie. What areas of your work can be considered the leading ones?

T.T.: I think that one of the leading areas is development of working projects. Each such project is a big step forward in promotion of our technologies. In each our project (where possible) we use our own washing fluids trying to select the fluids that would be ideal for certain geological environment, we use our own plugging materials, chemical agents, etc. This is our first focal area. The second one is well casing. Oilmen say that unsuccessful well casing may spoil all the success achieved by a company at the previous stages of well construction. If cementing is of poor quality the oil company will have to spent big financial resources to eliminate cross-flows in the annulus. Nevertheless, some companies cement their wells using unproven materials and, consequently, spoil such well. For example, one company had pressure in the annulus up to 4,000 psi as a result of poor-quality cementing. It means that there was almost full connectivity between the reservoir and the surface. We conducted experimental industrial operations and cemented at least five wells. All the wells were handled using our new technologies of applying back pressure in the annulus. After our work none of the wells had pressure in the annulus.

CTT: What laboratories work on the developments that you have mentioned?

T.T.: The developments are done in two laboratories: Drilling Technologies and Drilling Design Laboratory and Well Casing Equipment and Accessories Laboratory. Other laboratories are also moving ahead. Well Drilling and Workover Equipment Laboratory is developing new types of downhole equipment, different hoisting jacks, tools for coiled tubing, hydraulic and mechanical scrapers and other tools meant for well workover. In short, they develop wide range of products which are in need in the market. We follow all the market tendencies. We have recently received an order for a hydraulic hoisting jack that is supposed to work in a horizontal wellbore. We have already developed the design of this unique tool and plan to agree it with the customer. Well Casing Equipment and Accessories Laboratory is designing collars/couplings and disconnectors of all types and sizes, cementing equipment. Our designers are currently developing undrillable container-type

всех типоразмеров для крепления скважин с открытым забоем, предназначенное для того, чтобы не загрязнять тампонажным раствором продуктивный пласт. Ведь иногда подобное загрязнение приводит к ухудшению притока после изоляционных работ.

ВК: В «НПО «Бурение» ведется столько исследований, что число сотрудников с учеными степенями, наверное, постоянно увеличивается?

Т.Т.: В системе нашего предприятия действует диссертационный совет, так что все, кто достоин ученых степеней, их получают. Совет работает по двум направлениям: механике и технологиям.

ВК: Далеко не все разработчики внутрискважинного инструмента обращают внимание на инструмент для колтюбинга. Благодаря каким факторам Ваша компания включила этот сегмент в область своих интересов?

Т.Т.: До 1998 года работы с гибкой трубой в России были очень редки. А оснастка здесь вообще не производилась. Из-за рубежа инструмент шел очень долго и стоил слишком дорого. «НПО «Бурение» проявило интерес к этой теме, потому что того требовал рынок. На данный момент мы имеем уже 193 позиции по данному оборудованию в свободной продаже, отработанному уже, с отзывами потребителей. Имеем и своих ключевых клиентов.

ВК: Вы работаете с производителями колтюбинга или с сервисными компаниями?

Т.Т.: С сервисными компаниями, но надеемся, что будем работать совместно с СЗАО «Фидмаш» – ведущим производителем колтюбинговых установок в СНГ. Мы намерены комплектовать их установки нашим инструментом, это сотрудничество обещает быть плодотворным.

ВК: Что бы Вы хотели сказать своим нынешним и будущим заказчикам?

Т.Т.: Наша компания – «НПО «Бурение» – широко известна и уже 40 лет успешно работает. Она прекрасно себя зарекомендовала. Мы стремимся понять суть проблем и знаем, как их решать. Мы помогаем не только решать проблемы, но и предотвращать их появление. Обращайтесь к нам, вместе мы без лишних финансовых затрат всегда придем к единственно правильному решению. ☺

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

coupling. This is a very good development, which, I believe, will be in demand. We also produce couplings (all types and sizes) meant for casing open-hole wells in order to prevent contamination of the productive formation by the cement slurry. Sometimes such contamination may lead to inflow deterioration after the squeeze job.

CTT: Research and Production Association “Burenie” is conducting great amount of research. That means that the number of employees having academic degrees should be increasing?

T.T.: We have a Dissertation Council at our company, so, all the employees who are worth receiving academic degree, receive it. The Council works in two directions: mechanics and technology.

CTT: Not all the downhole equipment designers pay enough attention to the coiled tubing tools. What factors influenced the inclusion of coiled tubing tools into the sphere of interest of your company?

T.T.: Before 1998 there were rare cases of coiled tubing application in Russia. The tools were not produced in Russia at all. Foreign tools delivery time was very long and the tool prices were very high. “Burenie” became interested in this topic because there was a market demand. Nowadays we have 193 types of such tools in free sales. These tools are already tried and tested by the customers; we received customers’ comments and opinions on them. We already have our key customers.

CTT: Do you work with coiled tubing producers or with service companies?

T.T.: We work with service companies, but we hope to work in cooperation with NOV Fidmash – the leading coiled tubing units producer in the CIS. We intend to complete their units with our tools, and such cooperation promises to be a fruitful one.

CTT: What would you like to tell to your current and future customers?

T.T.: “Burenie” is a well-known company and it has been successfully working for 40 years already. The company has a good track record. We strive to understand the root of the problems and we know how to resolve them. We help our customers not only to resolve the problems but also to prevent them. Please, choose our company and together we will come to the only right solution without excessive financial expenses. ☺

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times

БОЛЬШАЯ НАУКА — БОЛЬШАЯ НЕФТЬ

www.npoburenie.ru

ПОЛНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

- Комплексная технология заканчивания скважин, обеспечивающая повышение их дебитов в 1,5-2 раза
- Технология вскрытия продуктивных пластов в депрессионных условиях, обеспечивающая рост дебитов скважин в 4-5 раз
- Технология водоизоляционных работ с применением новых составов
- Эффективная технология ремонта обсадных колонн (диам. 140-219 мм)
- Технология глушения и консервации скважин специальными жидкостями
- Технология горизонтального бурения скважин
- Технология цементирования скважин

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

- Установки смесительно-осреднительные вместимостью 20 и 40 м³ (1-УСО-20, 1-УСО-40, 2-УСО-20)
- Установки насосные цементировочные с мерной емкостью 4, 6, 8 и 16 м³ (УНЦМ-4, УНЦМ-6, УНЦМ-8, УНЦМ-16)
- Вертлюги буровые и эксплуатационные (ВБ-125, ВБ-80)
- Оборудование для очистки буровых растворов (комплекс)
- Инструмент для работы с колтюбингом
- КИП для определения параметров буровых и тампонажных растворов

МАТЕРИАЛЫ, РЕАГЕНТЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

- Цементы тампонажные и специальные
- Реагенты для тампонажных растворов и буферных жидкостей (КРК, КРЕПЬ)
- Универсальная технологическая жидкость (концентрат) УТЖ-VIP
- Композиция КТЖ-1600 («тяжелая» жидкость без твердой фазы)
- Материалы для водоизоляционных работ (АКОР МГ, АКРОН)



ОАО «НПО «Бурение»

Россия, 350063, г. Краснодар, ул. Мира, 34

Тел./факс: +7 (861) 211-54-43 (68)

E-mail: postmaster@npoburenie.ru

НОВАЯ ЭРА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ NEW ERA OF CEMENTING



Выпускаемые в России в настоящее время цементировочные комплексы (в том числе содержащие в своем составе общеизвестные цементировочные агрегаты ЦА-320) основаны на принципе обычной мешалки. Цемент, попадая в смесительный бак, комкуется, но при этом получается неоднородная смесь, требующую плотность которой выдержать очень тяжело. Однородность приготавливаемого раствора достигается отдельным процессом осреднения, осуществляемым в специализированной установке, принцип действия которой основан на рециркуляции цемента в баке большого объема (около 20 куб. м). Из этого же бака происходит закачка. Цемент готовится впрок.

Такой способ приготовления раствора для цементирования скважин опробован не одним поколением нефтяников. Подавляющее большинство скважин на территории СНГ построено с применением именно этого метода. Привычный, понятный и потому кажущийся надежным способ цементирования многими воспринимается как единственно возможный.

Но если вникнуть в детали данного процесса и затронуть качественную и количественную составляющие, то ни один из опытных тампонажников не поручится за точное соответствие зацементированной колонны дизайн-проекту. Используемые повсеместно способы цементировочных работ не дают возможности осуществления точного контроля параметров рабочей смеси ни на одном из этапов технологического процесса. Кроме того, никто не может определенно сказать, сколько раствора в действительности будет закачено.

The cementing complexes currently produced in Russia (including those that contain well-known cementing units CA-320) are based on the principle of simple mixer. When the cement gets to the mixing tank it clumps, the slurry becomes non-homogeneous and it is very hard to maintain the necessary density of it. The slurry homogeneity is achieved during a separate process of surging which takes place in a special unit. The working principal of a surge unit is based on cement slurry recirculation in a big tank (about 700 cubic feet (5,200 gallons)). From this very tank the cement slurry will be subsequently injected into the well.

The cement slurry is prepared in advance.

Many generations of oil workers have been using this way of cement slurry preparation. The majority of wells on the territory of CIS have been constructed using this particular method. Many perceive this established, understandable and seemingly reliable method as the only possible one.

But if we go into details of this process, if we touch upon the quality and quantity aspects, none of the experienced cementing specialists will guarantee that the cemented well is fully compliant with the design. The widely used cementing methods do not allow for performance of an accurate monitoring of slurry parameters at any stage of the technological process. Besides, nobody can definitely say what

В условиях жесткой конкуренции нефтедобывающие компании при строительстве скважин все чаще останавливают свой выбор на сервисных компаниях, способных предложить не только сравнительно низкую стоимость работ, но и высокое их качество, а также быстроту исполнения. Такое сочетание возможно только при комплексном применении при выполнении работ современного оборудования и прогрессивных технологий.

На сегодняшний день наиболее популярными у подавляющего большинства международных и западных сервисных компаний являются комплексы оборудования для цементирования с использованием двухнасосных цементирующих установок с автоматизированной системой приготовления раствора. Данные установки существуют в различных модификациях, но объединяет их единая схема функционирования (две независимые линии и палубный двигатель-трансмиссия-насос высокого давления) плюс система автоматизированного смешения воды и цемента.

С 2010 года установка подобного типа HC1000-10 изготавливается известным производителем высокотехнологичного оборудования для нефтегазового сервиса СЗАО «Фидмаш».

Установка HC1000-10 оснащена двумя отдельными линиями привода трехплунжерных насосов SPM (в составе трансмиссии Allison и двигателя Caterpillar), системой автоматизированного смешения и контроля. К слову говоря, линии действительно отдельные, потому что используемый в установке гидропривод всех центробежных насосов тоже имеет две отдельные гидростанции, а схема соединения трубопроводов низкого давления организована таким образом, чтобы обеспечить продолжение закачки при любой аварийной ситуации и выходе из строя какого-либо из центробежных насосов.

Смесительные устройства типа Jet Mixer производства СЗАО «Фидмаш» основаны на принципе эжекции, когда происходит равномерное добавление цемента в жидкость с равномерным увлажнением. Смешение происходит при высокоскоростной рециркуляции раствора, который успевает пройти 3–6 кругов перед тем, как попасть в линию закачки. Это позволяет очень быстро готовить раствор нужной плотности и, что очень важно, равномерный по консистенции, поскольку принцип смешивания не позволяет цементу оседать. Таким образом, установки производства СЗАО «Фидмаш» не нуждаются в осреднительных емкостях, и необходимость готовить цемент впрок отпадает.

Обсуждая состав цементирующего комплекса с установками HC1000-10, необходимо отметить, что установка адаптирована практически под любое цементоподающее устройство, основанное на принципе пневмоподачи. В качестве примеров подобного оборудования можно привести мобильные склады цемента типа ЦТ-40 и цементовозы типа ЦТ-25

cement slurry volume will actually be injected.

In the context of rigid competition oil producing companies more and more often choose service companies that offer not only low prices but also perform works rather quickly and ensure high quality of such works. It is possible to achieve this combination only in case of integrated usage of state-of-the-art equipment and progressive technologies for performance of works.

Cementing complexes containing two-pump cementing units and automated cement slurry preparation system are currently very much popular in the majority of international and Western service companies. There are different modifications of such units but all of them have the same functioning principal (two independent lines and a deck engine-transmission-high pressure pump) plus the system for automated blending of cement and water.

Since 2010 NOV Fidmash – renowned manufacturer of high-tech equipment for oil and gas service industry – has been producing similar unit: NS1000-10.

The NS1000-10 unit is equipped with two separate drivelines for SPM triplex plunger pumps (with Allison transmission and Caterpillar engine), and automated blending and control system. By the way, the drivelines are really separate, because the unit's hydraulic drive meant for all the rotary pumps also has two separate hydraulic stations; low-pressure pipes are connected in a way to ensure the continuation of the injection process in case of any accident and failure of any of the rotary pumps.

Jet Mixer blending units manufactured by NOV Fidmash are based on the ejection principle, when the cement is uniformly added to the fluid with uniform moistening. The blending takes place during high-speed recirculation of the slurry that goes 3–6 circles before getting to the injection line. This technology allows for quick preparation of the slurry of the necessary density and, what is most important, of homogenous consistency, since the principle of blending does not allow the cement to sediment. Therefore, the units manufactured by NOV Fidmash do not need surge tanks and there is no need to prepare cement slurry in advance.

When we speak about the cementing complex containing NS1000-10 unit it should be noted that the unit is adapted to almost any air cement handling system. For example, CT-40 mobile cement storage units and CT-25 cement carriers manufactured by Sibneftemash and almost all the similar units manufactured by foreign companies.

производства ЗАО «Сибнефтемаш», а также практически любые подобные устройства импортного производства.

В отличие от традиционных комплексов, комплексы в составе с NS1000-10 не нуждаются в отдельных станциях контроля цементирования, осреднительных установках и емкостях. Количество используемого при цементировании парка оборудования сокращается в 3–4 раза, а численность обслуживающего персонала может быть сокращена до 5(!) раз.

Недавно Фидмаш провел очередную Потребительскую конференцию по вопросам эксплуатации выпускаемого предприятием оборудования. Цементировочная установка NS1000-10 была представлена вниманию специалистов и вызвала неподдельный интерес. Вот как высказался о ней менеджер подразделения одной из международных сервисных компаний: «Мне очень понравился цементировочный агрегат с двумя насосами. В работе иметь два независимых насоса, а не один – это идеальный вариант, потому что приходится выполнять очень ответственные операции, при которых результатом аварийной ситуации может стать потеря скважины, а при эксплуатации единственного насоса, особенно в арктических условиях, нельзя исключить возможность поломки. Поэтому дополнительный насос – замечательный выход!».

ПРЕИМУЩЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫХ УСТАНОВОК NS1000-10 ПРОИЗВОДСТВА СЗАО «ФИДМАШ»

- 1. Оптимизация затрат на материалы.** Установка позволяет приготавливать столько цемента, сколько его действительно необходимо. Использование в составе установки смесительного устройства типа Jet Mixer в сочетании со специальной системой автоматического контроля плотности позволяет приготавливать цементный раствор в реальном режиме времени.
- 2. Оптимизация затрат на персонал.** При работе цементировочного комплекса достаточно 3–4 человек.
- 3. Оптимизация оборудования.** Установка не нуждается в дополнительном оснащении осреднительной (-ными) емкостью (-ями), а также в оснащении дополнительной станцией контроля цементирования.
- 4. Многофункциональность.** Установка предоставляет возможность проведения работ по массивированным закачкам, кислотным обработкам и т.д.
- 5. Мировой опыт.** Подобные установки производятся компанией NOV много лет и работают по всему миру.
- 6. Имидж компании.** Применение прогрессивного оборудования позволит усилить позиции на рынке сервисных услуг, выйти на мировой уровень технологичности операций по цементированию и стать примером для других сервисных компаний. ☉

Выбор за вами...

In contrast to conventional complexes, equipment complexes containing NS1000-10 unit do not require separate cementing control stations, surge units and tanks. The number of equipment used for cementing operations can be reduced 3–4 times and the number of operating personnel can be reduced up to 5(!) times.

Fidmash has recently held another Consumer Conference concerning operation of the equipment manufactured by the company. The NS1000-10 was showcased during the event and it excited genuine interest of the specialists. Division Manager of one of the international service companies said the following words regarding this unit: “I liked the cementing unit with two pumps very much. This is great to have two separate pumps operating instead of one; we often perform very important operations when any accident or failure can result in complete well loss, and if you have only one pump, especially in the arctic conditions, you cannot rule out a potential failure. Additional pump is a wonderful idea!”

THE ADVANTAGES OF NS1000-10 CEMENTING UNITS MANUFACTURED BY NOV FIDMASH

- 1. Raw material expenditures optimization.** The unit allows to prepare the amount of cement that is actually needed. The usage of Jet Mixer blending device together with the special system of automated density control allows preparing cement slurry on a real-time basis.
- 2. Personnel costs optimization.** 3–4 persons are sufficient to operate the cementing complex.
- 3. Equipment optimization.** The unit does not require additional surge tank(s) and additional cementing control station.
- 4. Multifunctional performance.** The unit can be used to perform massive injections, acid treatments, etc.
- 5. Global experience.** NOV has been manufacturing such units for many years already. The units are operating all over the world.
- 6. Company's image.** Usage of state-of-the-art equipment will allow strengthening the company's position in the service market, reaching the global level of cementing operations technology and serving a model for other service companies. ☉

So, you get to choose...

220030, Беларусь, Минск, ул.Рыбалко,26
 Тел.:+375 17 298 24 17, факс +375 17 248 30 26
 e-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
 Представительство в РФ ООО «Фидсервис»,
 тел.:+7(916) 281 15 53



Оборудование для
цементирования скважин
Cementing Equipment

Колтюбинговое, азотное
и насосное оборудование
Coiled Tubing, Nitrogen
and Pumping Equipment



Fidmash

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: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
 Representative office in Russia LLC
 "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

**ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ
РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ**

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящимся в эксплуатации.

MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS OF MOST
WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511(option Caterpillar)	YAMZ-7511(option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
¾”–1 ½”	¾”–2”	¾”–2”	1”–1¾”
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 600	4 200	5 500 (по отдельному заказу до 6 200)	4 000
8,200 ft	13,800 ft	18,000 ft (option 20,300 ft)	13,200 ft
10 900	13 000	15 100	13 000
430”	512”	595”	510”
2 500	2 550	2 550	2 700
100”	100”	100”	106”
4 000	4 450	4 450	4 500
157”	175”	175”	177”
33 700	46 000	59 000	40 000
74,250 lbs	101,300 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
6	10	10	15
13,200 lbs	22,000 lbs	22,000 lbs	34,000 lbs

* Not less than ten units, currently being operated.

Оптимизация конструкции гибкой трубы для выполнения производственных задач на Ванкорском месторождении

Optimization of Coiled Tubing String Design for Extended Reach on Vankor Field

Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Trican Well Service LLC
Stanislav ZAGRANICHNIY, Trican Well Service LLC

ВВЕДЕНИЕ

План освоения Ванкорского месторождения на севере Красноярского края в Восточной Сибири включает периодические гидродинамические исследования с целью обновления имеющейся модели данными по коллектору и характеристикам флюидов. Применяемые методы ГИС призваны оценить профиль притока, определить и спрогнозировать поведение пласта и работу фильтра на забое скважины. Также они используются для проведения АКЦ, исследования целостности труб и оценочного каротажа перетоков между пластами.

Профили скважин на Ванкорском месторождении спроектированы с горизонтальным стволом длиной более 1000 м. Сложный профиль скважин требует особого подхода к методам проведения ГИС, особенно в случаях, когда каротаж на кабеле нельзя произвести из-за невозможности спуска прибора до продуктивной зоны. В горизонтальных скважинах большой протяженности используется комплекс гибких труб (колтюбинг) в качестве способа доставки внутрискважинного инструмента для проведения ГИС. Однако, как и любой другой скважинный инструмент, гибкая труба имеет свои эксплуатационные пределы. Для успешного выполнения работ с ГИС критическим параметром является глубина проникновения, которую нужно достигнуть до того, как наступает смятие и спиралевидное запирание гибкой трубы, так как «недоход» до проектной глубины будет означать

INTRODUCTION

The field development plan of Vankor oil and gas field, located in the north of Krasnoyarsk region in East Siberia, includes periodic hydrodynamic research to update the existing model with data on reservoir and fluids characteristics. The applied logging methods are aimed to evaluate the reservoir inflow profile and to estimate and forecast the reservoir behavior and completion screens' performance. Also it is anticipated to perform the periodic cement bond, tubing integrity and interformational flows evaluation logging.

The well profiles in Vankor are designed with the horizontal section of more than 1,000 m. The complex well profile requires a special approach to intervention techniques, especially in cases when the wireline logging becomes practically impossible to perform because of the inability to reach the production zones. The coiled tubing is used in horizontal extended reach wells as the delivery method for downhole logging tools. However, as any other method, the coiled tubing has its operational limits. For successful job execution the most critical parameter is the depth of penetration that has to be reached before the helical buckling and lockup occur, since the failure to reach the projected depth will mean the inability to get the logging data for formation and inflow and consequently will lead to the wrong assumptions and further field planning.

Depending on the horizontal completion ID and the well trajectory, the ability for extended reach in horizontal sections longer than 1000 m is problematic and limited due to the helical buckling and lockup of coiled tubing. A limitation to reach the required depth

недополучение данных о пластах и добыче, что может привести к неверному планированию и снижению дебитов продукции скважин.

В зависимости от диаметра горизонтальных секций и траектории ствола скважины достижение текущего забоя в горизонтальных стволах, превышающих 1000 м, зачастую проблематично или невозможно из-за спиралевидного запираания гибкой трубы. Ограничения в достижении необходимой глубины прежде всего обусловлены силами трения, возникающими при контакте гибкой трубы со стволом скважины. Как было уже описано во многих работах, когда сила осевого сжатия, действующая на гибкую трубу, превышает некоторое критическое значение, происходит искривление трубы, и она принимает синусоидальную форму. При дальнейшем увеличении силы осевого сжатия гибкая труба деформируется в спираль. Будучи ограниченной стволом скважины, смятая в спираль гибкая труба будет прижиматься к стенке ствола скважины, что приведет к возникновению дополнительных контактных сил. Сила, необходимая для спуска гибкой трубы в скважину, значительно увеличивается после того, как произошло спиралевидное искривление. Сила трения увеличивается при контакте гибкой трубы со стенками ствола скважины или обсадной колонны и превосходит внешнее толкающее усилие, блокируя тем самым размещение инструмента в искривленных секциях ствола, вызывая запираание.

Ввиду ограничений по техническим средствам во время проведения ГИС одним из доступных методов увеличения проходки является модификация (или оптимизация) конструкции гибкой трубы, которая требует специального внимания для успешного проведения работ в горизонтальных скважинах и скважинах с большим удалением забоя от вертикали. Правильная конструкция используемой гибкой трубы является решающим фактором для успешного проведения скважинных работ по ГИС на Ванкорском месторождении. Колонна характеризуется целым рядом параметров, таких как наружный диаметр, толщина стенок, свойства материала и длина. Правильная комбинация различных факторов критична для достижения успеха, однако, пока не проанализированы параметры выполненных работ, нельзя оценить критерии для выбора.

Выбор толщины стенок – ключевой фактор в определении предполагаемой жесткости конструкции гибкой трубы. Значение жесткости конструкции выводится из «момента инерции», обозначаемого «I», и модуля Юнга, обозначаемого «E». Значение EI используется в целом ряде инженерных расчетов, таких как структурная

occurs, first of all, because of the frictional contact forces between the coiled tubing and the wellbore. As described in multiple papers already, when axial compression forces over a critical value are applied to coiled tubing, it will first buckle into a sinusoidal wave shape. As the compressive force increases further, it will ultimately deform into a helix. Confined to the wellbore, the helically buckled coiled tubing will be forced against the wall of the wellbore and additional contacting forces will develop. The force needed to push coiled tubing into well increases dramatically once the tubing has buckled into a helix. The frictional drag developed as coiled tubing is forced against the hole or casing will ultimately overcome the external pushing forces, thereby limiting the placement of tools in deviated sections. This situation is described as a lockup.

Because of limitation on technical solutions during the wireline logging, one of the main methods to overcome the problem is the modification (or optimization) of coiled tubing string design that requires the special attention for successful intervention in horizontal and extended reach wells. The correct configuration of the actual coiled tubing string becomes the critical factor in the successful intervention of Vankor wells. The string has many options for composition, ranging from outside diameter, wall thickness, material properties and length. The proper combination of the various factors is crucial for success; however, until actual well interventions are analyzed the selection criteria cannot be properly evaluated.

The choice of wall thickness is a key factor in determining the apparent stiffness of the coiled tubing. This measure of stiffness is derived from the “Moment of Inertia” designated as “I” and Youngs’ Modulus, designated as “E”. The value of EI is used in many engineering calculations such as rigidity, critical buckling, wall contact force, bending moments etc. The value of E is a material property and does not change in value for most steels, as are used in the manufacture of coiled tubing. The value for I however, is determined by the diameter to the fourth power – in other words, a very small change in wall thickness has an exponential effect on the value of the Moment of Inertia and the apparent stiffness of the coiled tubing.

The choice of a tapered string is based on several criteria, the most important being the actual force required to remove the coiled tubing from the well. The taper design provides a minimized weight in the horizontal section of the well bore while maximizing the amount of pulling force that can be applied at surface.

The choice of the outside diameter is also affected by several constraints, the main one being the length of the string. The larger the diameter of the tubing, the larger the core diameter of the storage reel has to

жесткость, критическое значение смятия трубы, сила контакта со стенкой, момент изгиба и т.д. Значение E – свойство материала и одинаково для большинства марок стали, применяемых в производстве гибкой трубы. Значение I , однако, вычисляется как диаметр к биквадрату – другими словами, даже ничтожно малое изменение в толщине стенки может иметь экспоненциальный эффект на значение момента инерции и на предполагаемую жесткость конструкции гибкой трубы.

Выбор комбинированной колонны основывается на нескольких критериях, главным из которых является фактическая сила, необходимая для подъема гибкой трубы из скважины. Комбинированная конструкция обеспечивает минимизацию веса в горизонтальных секциях скважины при максимальном увеличении подъемного усилия, которое можно приложить на поверхности.

Выбор наружного диаметра также зависит от некоторых ограничений, главным из которых является длина колонны. Чем больше диаметр трубы, тем больше должен быть диаметр сердечника катушки, что в свою очередь требует увеличения наружного диаметра катушки, чтобы вместить всю длину гибкой трубы. Кроме того, с увеличением длины и размеров катушки возрастает суммарный вес компоновки, что приводит к проблемам с транспортировкой.

Второй момент, который необходимо принимать во внимание, – это способность остального оборудования выдержать вес гибкой трубы с увеличенным диаметром. Ограничение по весу на подъем на поверхность может стать препятствием для использования гибких труб большего диаметра.

Последнее значительное требование относительно применения гибких труб большого диаметра – прогнозируемые ограничения при заканчивании скважины. Необходим достаточный кольцевой зазор между наружным диаметром гибкой трубы и наименьшим диаметром ствола скважины, чтобы обеспечить приток в скважине во время проведения работ. Если кольцевой зазор слишком мал, гибкая труба превращается в эффективный штуцер. Когда зона притока ограничена, скорость жидкости увеличивается в точке ограничения. Увеличение скорости притока вкупе с мелкими, даже микроскопическими твердыми частицами, которые выносит пластовая жидкость, может стать причиной серьезной и быстротечной эрозии и разрушения гибкой трубы.

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Методология проектирования колонны включает в себя моделирование сил, действующих

на нее, что в свою очередь требует увеличения внешнего диаметра барабана для хранения общей длины скрученной трубы. Также, по мере увеличения длины и размеров барабана для хранения, общая масса сборки увеличивается, что приводит к ограничениям при транспортировке.

Вторым основным ограничением, которое необходимо учитывать, является возможность оставшегося оборудования, которое в настоящее время доступно на месте, справиться с более крупным диаметром и весом скрученной трубы. Ограничением способности вытянуть скрученную трубу на поверхность может быть ограничение на использование скрученных труб большего диаметра.

Последним основным ограничением при использовании скрученных труб большего диаметра являются ожидаемые ограничения, которые будут применяться при завершении скважины. Должна быть обеспечена достаточная радиальная clearance между внешним диаметром скрученной трубы и наименьшим диаметром в скважине, чтобы обеспечить течение во время вмешательств. Если эта радиальная clearance слишком ограничительна, скрученная труба будет эффективным choke. Когда площадь течения ограничена, скорость жидкости увеличивается в точке ограничения. Увеличение притока сопровождается мелкими или даже микроскопическими частицами, которые переносятся с флюидом, что может стать причиной быстрой эрозии и отказа скрученной трубы.

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРУНЫ

Методология проектирования скрученной трубы включает моделирование сил, предела давления и выбора толщины стенки. Выбор толщины стенки основан на рассмотрении потенциала extended-reach, который зависит от соотношения силы сжатия, действующей на трубу, к пределу силы спирального buckling (или "compression ratio" по A. Zheng, SPE 63251). Интегрирование расчетов силы сжатия и предела давления с выбором толщины стенки оптимизирует компоновку, минимизируя общую массу трубы с учетом требований extended-reach. Однако, это ограничено в горизонтальных секциях, где глубина extended-reach быстро уменьшается по мере увеличения сил сжатия.

Операционные соображения также ограничивают максимальные силы сжатия, разрешенные для струны, поскольку большое соотношение сжатия всегда означает слабую струну. Поскольку спирально buckled труба подвержена отказу по другим причинам, таким как corkscrew, безопасная практика всегда предпочитает низкое соотношение сжатия.

В практических терминах, это делается с использованием коммерческого программного обеспечения для симуляций скрученной трубы. Проектирование струны требует двух основных инструментов, модели силы сжатия и модели предела давления. Модель силы сжатия рассчитывает осевую силу вдоль трубы по мере ее ввода и вывода из скважины. Она учитывает трение между трубой и скважиной. Также учитывается эффект спирального buckling-индуцированной нормальной контактной силы. Модель предела давления рассчитывает рабочую область CT

на трубу, предела давления и толщины стенок. Выбор толщины стенок основывается на расчете потенциала конструкции гибкой трубы достижения забоя скважины и опирается на соотношение силы сжатия, действующей на трубу, к пределу спиралевидного смятия труб (или «коэффициенту сжимаемости», см. A. Zheng, SPE 63251). Объединение всех расчетов – прочность колонны, предел давления и выбор толщины стенок, проведенный на основе коэффициента сжимаемости, – позволяет оптимизировать конструкцию колонны путем уменьшения общего веса трубы в соответствии с требованиями достижения забоя. В данном случае, при наличии проектных ограничений, единственный способ повысить способность трубы достичь необходимой глубины скважины по стволу – это увеличить способность колонны выдерживать действующие силы сжатия. Это условие, однако, не работает в горизонтальных секциях, где достижение забоя резко уменьшается из-за способности колонны противостоять увеличивающейся силе сжатия.

Требования производственной безопасности также ограничивают максимально допустимые силы сжатия на колонну, так как большой коэффициент сжимаемости всегда подразумевает слабую колонну. Поскольку спирально деформированная труба более подвержена разрушению, на практике для обеспечения безопасности предпочтение отдается низкому коэффициенту сжимаемости.

При проектировании колонны необходимы два базовых инструмента: модель прочности гибкой трубы и модель предела давления. Первая модель рассчитывает осевую нагрузку вдоль трубы во время спуско-подъемных операций. Она принимает во внимание контактную силу трения между трубой и стволом скважины. Эта модель также отвечает за эффект спирального искривления гибкой трубы. Модель предела давления рассчитывает рабочую зону гибкой трубы под комбинированной нагрузкой давления (внутреннего и внешнего) и осевой силой.

Основываясь на эффекте коэффициента сжимаемости для скважин с большим отходом от вертикали и на соображениях эксплуатационной безопасности, процесс проектирования выглядит следующим образом: если текущий коэффициент сжимаемости для данной толщины стенки гибкой трубы меньше максимального допустимого коэффициента сжимаемости, позволяющего достичь забоя скважины, то следует использовать колонну с более толстыми стенками. Максимальный коэффициент сжимаемости определяется двумя факторами – рабочей глубиной и требованием эксплуатационной

under the combined loading of pressure (internal and external) and axial force.

Based on the effect of compression ratio on extended reach depth and operational safety considerations, the design process is presented as follows: if the compression ratio for the current wall thickness is less the maximum compression ratio allowed for the extended-reach string then a heavier wall should be used. The maximum compression ratio is determined by two factors, the operational depth and the operational safety concern. However, as it has been mentioned above, when compression ratio is large (the case of horizontal wells), it does not have much impact on increasing the reach.

The string design process starts from the bottom end of the string and proceeds upward. For each section of CT to be designed into the string, the whole designed string (from bottom to the section being designed) is numerically run into and pulled out of the well. During this numerical simulation, the axial force at this section of tubing is calculated for each wall thickness to select optimum size and section length. When it is done, then this section of tubing is successfully designed, and the next section is tested. Otherwise, a heavier wall is chosen from the manufacturers' available thickness list and the design process repeated.

A FIELD APPLICATION

The example of the applied design process for the wells on Vankor oilfield is presented below. The typical well has a 3D trajectory with significant variation in both the deviation and the azimuth angles. A plot of the trajectory is shown in Figure 1.

Each well is drilled with a complex trajectory into the producing zone. The wells are designed with a reverse bend in it allowing the horizontal section of the wellbore to be directly beneath the wellhead. This profile leads to some challenges in reaching TD inside the 114 mm completion screen assemblies.

The wells have insulated surface casing, which is cemented to a depth of 35 m and intermediate casing to 1700 m in order to protect the permafrost from the thawing effects of flowing wells. The intermediate casing is 177.8 mm, with an internal diameter (ID) of 157 mm. The production tubing varies in size from 114 mm to 73 mm and is hung off in the well. The horizontal completion consists of long screen assemblies, 114 mm OD, which are set in place once the drilling operations are complete. The assemblies consist of a liner hanger, a cement-through joint, spacer tubing, screens, blank sections and external centralizers with a bull nose plug at the end of the assembly.

The well has a maximum measured depth (MD) of 4,797 m, with tubing running up to MD of 3,300 m. The rest of the well is completed with screen assembly in openhole. The friction coefficients are 0.3 for the tubing and 0.35 for the liner section. The fluids in the well and

безопасности. Однако, как уже отмечалось выше, когда коэффициент сжимаемости высокий (горизонтальные скважины), он не оказывает большого влияния на достижение забоя.

Процесс проектирования колонны начинается от забоя и идет вверх. При проектировании каждой секции моделируется спуск-подъем колонны с помощью специализированного программного обеспечения. Во время построения модели проводятся расчеты осевой силы данной секции трубы для заданной толщины стенки. Если расчеты успешны, то данная секция утверждается в проекте и тестируется следующая секция. В противном случае выбирается более толстая стенка, доступная у производителя, и процесс проектирования повторяется.

ПРОМЫСЛОВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Ниже представлен пример процесса проектирования, применяемый для скважин Ванкорского месторождения. Типичная скважина имеет трехмерную траекторию со значимыми колебаниями углов искривления и азимута. График траектории представлен на рисунке 1. Каждая скважина бурится до продуктивного пласта и имеет сложную траекторию. Скважины проектируются с обратным изгибом, как следствие этого – горизонтальная секция ствола находится прямо под устьем скважины. Наличие такого профиля скважины ведет к определенным трудностям по достижении проектной глубины внутри компоновки фильтра (114 мм) законченной скважины.

Скважины обсажены теплоизолированным зацементированным кондуктором до глубины 35 м и технической колонной до глубины 1700 м, для того чтобы защитить вечную мерзлоту от таяния вследствие контакта с работающей скважиной. Используется техническая колонна 177,8 мм с внутренним диаметром 157 мм. НКТ варьируется в размерах от 114 мм до 73 мм. Горизонтальная секция состоит из длинных фильтров с внешним диаметром 114 мм, которые устанавливаются сразу после завершения бурения. Компоновка состоит из подвески хвостовика, трубки для циркуляции цемента, разделительной НКТ, пустых секций и внешних центраторов с резьбовой пробкой на конце.

Максимальная глубина скважины по стволу – 4797 м, НКТ спущена на глубину по стволу 3300 м. Оставшаяся часть скважины закончена компоновкой-фильтром в открытом стволе.

the CT both have a density of 0.85 SG (crude oil) – the well is producing.

The original optimum string design in the Vankor field is comprised of 90,000 psi yield, low alloy high strength steel tubing. The nominal outside diameter is 1.75 inch and the wall thickness varies over the length of the string. The down hole end of the tubing has a wall thickness of 0.156 inch. The wall thickness is increased in four stages to a maximum value of 0.204 inch. The predicted lock up depth is 4,393 m according to a Tubing Force Model. The simulations show that for this given string, a heavier wall does not increase its

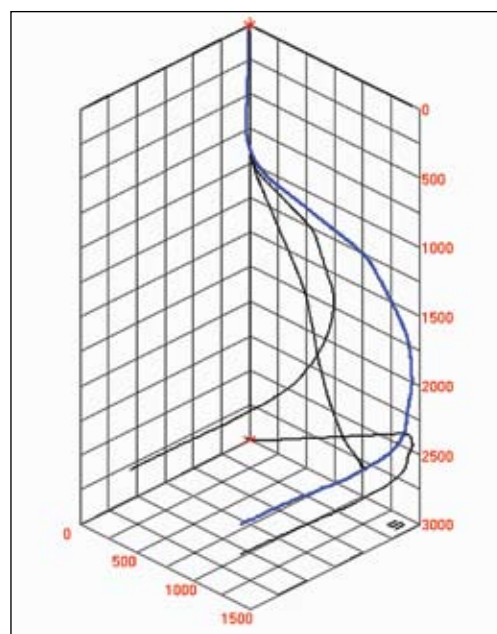


Рисунок 1 – Трехмерная траектория скважины «А»
Figure 1 – The well A 3D trajectory

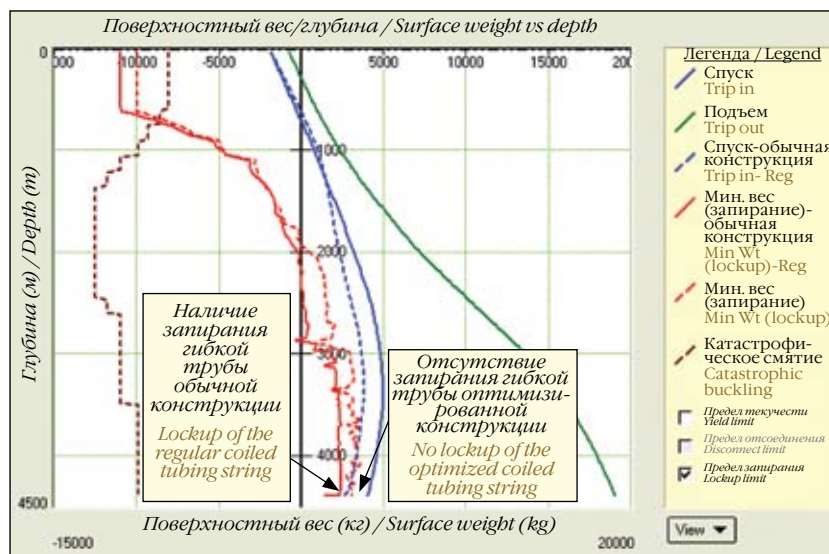


Рисунок 2 – Сравнение спиралевидного заклинивания обычной и оптимизированной колонны
Figure 2 – Comparison of lock up for regular and optimized strings

Коэффициенты трения равны 0,3 для НКТ и 0,35 для секции хвостовика. Плотность жидкостей в скважине и в гибкой трубе равна 0,85 удельного веса (сырая нефть) – скважина на притоке.

Первоначальный оптимальный проект колонны на Ванкорском месторождении состоит из НКТ низколегированной высокопрочной стали с выходом 90 000 psi. Номинальный наружный диаметр – 44,45 мм, толщина стенки варьируется по всей длине колонны. Толщина стенки на забойном конце трубы – 3,68 мм. Толщина стенки увеличивается в четыре ступени до максимального значения 4,45 мм. Предполагаемая глубина запираания гибкой трубы согласно модели прочности – 4 393 м. Моделирование показало, что для данной конкретной колонны увеличение толщины стенок не увеличивает достижение забоя по сравнению с более легкой колонной (имеющей меньшую толщину стенок).

На основе нового метода проектирования была разработана новая колонна, как показано в таблице 1. Основные факторы, которые принимались во внимание на стадии проектирования: низ гибкой трубы в горизонтальной секции должен быть самым легким по весу (и иметь наименьшую толщину стенок); средняя часть, которая будет находиться в наклонной секции, должна быть самой тяжелой. Верхний конец в вертикальной секции должен лишь выдерживать нагрузку веса колонны при подъеме и не играет роли в достижении забоя.

Для новой колонны, которая почти на 400 м глубже предыдущего проекта, отсутствует глубина спиралевидного запираания. На рисунке 2 представлена в сравнении глубина спуска обеих колонн гибких труб. Необходимо отметить, что в данном примере спиралевидное смятие труб и запираание – главные ограничивающие факторы при проектировании колонны. Процесс производства также накладывает ограничения на проект колонны, так как не каждый дизайн можно воплотить в жизнь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Ванкорском месторождении изначальной проблемой, с которой пришлось столкнуться, было отсутствие возможности достигнуть проектной глубины скважины при помощи традиционных методов колтюбинга. Эта проблема решена благодаря использованию корректировки (или оптимизации) колонны гибких НКТ, что позволило увеличить глубину продвижения на 5–15%.

Решение новых возникающих проблем будет вестись в рамках такого же систематического подхода. ☉

Таблица 1 – Конструкция оптимизированной колонны колтюбинга (от забоя до барабана)

Table 1 – Optimized Coiled Tubing String Design (From downhole to reel)

Общая длина колонны (м)	Длина секции ГКНТ (м)	Толщина стенки (мм)	Вес (кг/м)	Максимальное тяговое усилие (даН)
CT total length (m)	CT section length (m)	Wall thickness (mm)	Weight (kg/m)	Maximum Pull (daN)
5608.3	908.3	3.18	3.232	25 550
4700.0	109.7	3.40	3.445	27 240
4590.3	106.7	3.68	n/a	29 270
4483.6	106.7	3.96	3.956	31 280
4376.9	106.7	4.45	4.385	34 660
4270.2	106.7	4.83	4.716	37 280
4163.5	106.99	5.18	5.018	39 660
3093.6	91.4	4.83	4.716	37 280
3002.2	1024.1	4.45	4.385	34 660
1978.1	1978.1	3.96	3.956	31 280

extended reach compared to lighter one (one having smaller wall thickness).

The new string from the new method has been developed as shown in Table 1. The main factors observed at the design stage are: for the downhole end in horizontal section to be the lightest in weight (and has the smallest wall thickness); and for the middle part that goes in inclination buildup section to be the heaviest. The upper end in the vertical section must only have enough capability to pull the string weight and does not contribute in extended reach ability. There is no lockup depth for the new string, which is almost 400 m deeper than the previous best design. Figure 2 shows the comparison of running in hole for both coiled tubing strings. It is worth noting that in this case helical buckling and lockup are the major limiting factors for the string design. The manufacturing process also sets limitations to the string design, i.e. not every design is practically possible to manufacture.

CONCLUSIONS

In the Vankor field, the initial problem encountered was the inability to reach the total depth of the wells with conventional coiled tubing methods. This problem has been overcome utilizing existing technologies and applying them in systematic manner. The coiled tubing string has been re-designed that allowed enhancing the reach by 5–15%. As other issues arise, they will also be dealt with in the same systematic fashion. ☉

Поставка и аренда азотных компрессорных станций ТГА для компаний нефтегазового сектора

Технология использования газообразного азота применяется нефтегазовыми компаниями на протяжении многих лет. Азотные компрессорные станции ТГА, выпускаемые компанией «Тегас», активно эксплуатируются на промышленных объектах России и стран СНГ при создании инертной среды высокого давления: в бурении; освоении и ремонте газовых и нефтяных скважин; при вскрытии продуктивных пластов; при испытаниях и ремонте трубопроводов, резервуаров и оборудования, эксплуатирующегося со взрывоопасными средами; для тушения азотом пожаров и создания взрывобезопасной среды и др.

Азотные компрессорные станции ТГА (СДА) – высокотехнологичные системы по производству сжатого азота из атмосферного воздуха непосредственно на месте эксплуатации – производятся промышленной группой «Тегас» с 2007 года.

Тегас лидирует в производстве, расширении и совершенствовании номенклатуры компрессорного оборудования. Выпускаемый модельный ряд азотных станций широко эксплуатируется в разных технологических и климатических условиях на территории России, стран СНГ и за рубежом.

Нам, как производителям данных высокотехнологичных комплексов, интересен процесс создания новых опций и совершенствования технических характеристик производимых станций ТГА.

Производство азотных компрессорных станций

- Номенклатура выпускаемых азотных станций представлена серийным рядом самоходных (на грузовых шасси КАМАЗ, УРАЛ, КраЗ, МЗКТ) и блочно-модульных станций (на базе 20- и 40-футовых контейнеров).
- Индивидуальные технические решения являются неотъемлемой составляющей производства станций.
- Над созданием и производством лучших образцов ТГА (СДА) работают высококлассные специалисты с большим опытом работы в отрасли: конструкторский, технологический, производственный отделы, учитываются практические оценки сервисной службы.
- Внутренние компоновки узлов станций запатентованы и не имеют аналогов среди производителей аналогичного оборудования. Это позволяет уменьшать габариты и вес станций, увеличивать выходные рабочие характеристики по производительности и давлению.
- Производится адаптация любой серийной модели к климатическим условиям и прочим особенностям области и места применения.

Мониторинг применения азотных компрессорных станций

- Сотрудниками коммерческого отдела и сервисной службы производится постоянный технический диалог с заказчиками и потенциальными потребителями станций.
- Анализ выполненных работ на промышленных объектах нефтегазовых компаний создает условия для постоянного совершенствования и модернизации выпускаемого модельного ряда.
- Участие в российских и международных проектах на конкурсной основе позволяет наиболее полно удовлетворять потребность больших и малых нефтегазовых компаний в газоразделительном и компрессорном оборудовании, услугах по его запуску и обслуживанию.

Сервисное обслуживание азотных компрессорных станций

- Специалисты сервисной службы предлагают услуги по обслуживанию, ремонту и наладке компрессорных станций, стационарного компрессорного и газоразделительного оборудования.
- По согласованному графику на промышленный объект выезжает мобильная сервисная бригада специалистов для проведения пуска-наладки или текущего ремонта.
- Повышая оперативность оказания сервисных услуг, мы предлагаем выезд специалистов по территории России, в страны СНГ, Балтии и зарубежья.
- Капитальный ремонт оборудования осуществляется на собственных производственных мощностях высококвалифицированными специалистами. Работы производятся в согласованное с заказчиком время, что позволяет заранее планировать загрузку оборудования.
- Качественный и своевременный сервис увеличивает срок службы оборудования, позволяет избежать преждевременных поломок и ремонтов

Аренда азотных компрессорных станций ТГА

С 2010 года компанией «Тегас» запущен принципиально новый проект, направленный на оперативную поставку сжатого азота (воздуха) на промышленные объекты нефтегазового сектора, – аренда компрессорных станций. Вопросами аренды оборудования на предприятии занимается обособленное подразделение сервисной службы.

Используя свои производственные возможности, разработки и многолетний опыт на рынке компрессорного оборудования и сервисных услуг, предлагаем в аренду следующий автопарк азотных и воздушных компрессорных станций.

ОПЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЗОТНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ТГА

- операции колтюбинга;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- геофизические исследования скважин;
- опрессовка скважин;
- вытеснение нефти и нефтепродуктов;
- азотное пожаротушение

Азотные компрессорные станции серии ТГА, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду

Наименование	Производительность, Нм ³ /мин*	Давление азота, атм.	Чистота азота, %	Исполнение
ТГА-5/101 С90-95	5	101	90 и 95	Шасси КАМАЗ, либо 20-футовый контейнер
ТГА-10/101 С90-95	10	101	90 и 95	
ТГА-10/251 С90-95	10	251	90 и 95	

Воздушные станции серии ТГ, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду

Наименование	Производительность, Нм ³ /мин*	Давление азота, атм.	Исполнение
ТГ-9/101	9	101	Шасси КАМАЗ, либо 20-футовый контейнер
ТГ-18/101	18	101	
ТГ-18/251	18	251	

* Производительность приведена по условиям всасывания.

Преимущества аренды компрессорных станций:

- **всегда в наличии** – получение спецтехники с необходимыми техническими параметрами по производительности, давлению и концентрации;
- **отсутствие необходимости:**
 - в приобретении дорогостоящего оборудования;
 - в увеличении численности персонала для обслуживания станции и проведении его специального обучения;
 - в уплате налоговых отчислений;
 - расходов на сервисное обслуживание;
- **станции предоставляются с высококвалифицированным экипажем;**
- **оперативное проведение регламентных работ**

при освоении или ремонте гарантировано по установленному графику;

- **круглосуточная эксплуатация станции;**
- **выполнение разнохарактерных операций;**
- сокращение времени проведения работ за счет применения спецтехники с более высокими характеристиками по производительности, давлению, концентрации;
- повышение степени взрывобезопасности работ;
- использование высокотехнологичного оборудования высокой проходимости в различных климатических условиях – 50 °С до +50 °С;
- возможность квалифицированной консультации и планирования необходимого объема работ.



▲ ТГА 10/251 С 95 на шасси КАМАЗ 63501
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 251 атм.;
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 Б 95 на шасси УРАЛ
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 101 атм.;
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 Б 95 в блочно-модульном исполнении
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 101 атм.;
Чистота азота – 95%.

Компания «Тегас» предлагает новые подходы к решению Ваших производственных задач. Обеспечиваем эффективное взаимодействие и оперативную обратную связь.

Приглашаем к сотрудничеству!



www.tegaz.ru

350072 г. Краснодар,

пр. Репина, 20 оф. 43

(861) 299-09-09 (многоканальный)

info@tegaz.ru – заказ оборудования

arenda@tegaz.ru – аренда компрессорного оборудования.

Колтюрбинг плус геофизика Coiled Tubing Plus Geophysics

Д.Р. ФРОЛОВ – руководитель отдела ГНКТ ООО «Ямал-Петросервис», компании, в арсенале которой – геофизические исследования скважин с использованием технологии колтюрбинговой установки.

D.R. FROLOV – Chief of the Coiled Tubing Department of Yamal-Petroservice, a company that performs geophysical well studies with the use of coiled tubing.



Время колтюрбинга: Данила Ростиславович, насколько мне известно, Ваша компания – практически единственная из отечественных, кто использует колтюрбинг для геофизических исследований.

Данила Фролов: Геофизические исследования с использованием колтюрбинговых технологий на территории России проводят также, я знаю точно, компании «Сургутнефтегаз», Trican, «Шлюмберже», ТНГ-группы и ряд других.

ВК: Каким образом в Вашей компании организована эта работа?

Д.Ф.: Наше очень большое преимущество по сравнению с другими компаниями, то, что у нас и колтюрбинг, и геофизика собраны в одном предприятии. Даже Trican и Шлюмберже обеспечивают исключительно средства доставки ГНКТ, а средства измерения предоставляют другие компании. Поэтому, соответственно, и финансовая сторона там другая.

ВК: А у Вас это разные подразделения компании или одно общее: колтюрбинг и геофизические приборы?

Д.Ф.: У нас создан отдел, я его руководитель. Этот отдел объединяет геофизику и колтюрбинг.

ВК: Каким колтюрбинговым оборудованием Вы располагаете?

Д.Ф.: У нас работает колтюрбинговая установка МК10Т.

ВК: Одна установка легкого типа?

Д.Ф.: Да, мы приобретали ее, чтобы использовать исключительно под геофизику.

ВК: Сколько времени она у Вас уже работает?

Д.Ф.: Первую скважину мы сделали в ноябре 2010 года. До начала февраля 2011 года у нас было обработано уже десять скважин.

ВК: Для столь короткого периода это впечатляющий результат.

Д.Ф.: Да, для почина очень неплохо. Мы бы сделали и больше, но пока еще решается вопрос с объемами.

ВК: Наверное, в теплое время года интенсивность работ будет выше?

Д.Ф.: Думаю, что интенсивность работ действительно возрастет, потому что эти работы очень востребованы, поскольку горизонтальные и

субгоризонтальные скважины очень в них нуждаются. Вообще, геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах в настоящее время являются самыми высокотехнологичными геофизическими работами. Это обусловлено как сложностями герметизации устья скважины, так и трудностями доставки геофизических приборов в горизонтальную часть ствола скважины и проведения необходимого комплекса исследований.

ВК: Какие именно работы у Вас выполняются с помощью МК10Т?

Д.Ф.: Основное – это доставка геофизических приборов в горизонтальную часть ствола скважины и проведение геофизических исследований, прежде всего изучение профиля притока и выделение работающих интервалов. Помимо мониторинга скважинных процессов технология ГНКТ с геофизическим кабелем может быть применена для доставки в скважину любой стандартной промыслово-геофизической аппаратуры и оборудования. Так, например, мы в ряде скважин отбирали пробы жидкости непосредственно в работающих интервалах пласта в горизонтальной части скважины стандартными глубинными пробоотборниками.

ВК: Не подводит ли гибкая труба? Все-таки Ямал, условия суровые.

Д.Ф.: Труба американской компании Global Tubing – это один из мировых лидеров в производстве ГНКТ.

ВК: Гибкая труба какого диаметра используется для доставки в скважину геофизических приборов?

Д.Ф.: Используется труба диаметром 25,4 мм с геофизическим кабелем диаметром 5,2 мм внутри нее.

ВК: Колтубинговая установка работает у Вас всего полгода. О модернизации, конечно, еще не задумывались?

Д.Ф.: Практически всё, что производитель предлагает сегодня в качестве новинок, у нашей установки имеется. Единственное, ждем, когда будет разработано новое программное обеспечение, чтобы можно было получать информацию в графическом виде онлайн. Надеемся, что это программное обеспечение вскоре будет готово и предложено потребителям.

ВК: Приходилось ли Вам применять какие-нибудь дополнительные инженерные ухищрения, чтобы техника работала лучше?

Д.Ф.: Не приходилось, и слава Богу. Всё производители предусмотрели. Всё прекрасно работает даже при низких температурах. Но все равно погода

преподнесла нам подарок, в этом году запредельных морозов не было. Максимум минус 38° по Цельсию, когда мы осуществляли работы на скважине. Хотя у нас на тот момент была возможность приостановить работу, мы ею не воспользовались, потому что нужно было заканчивать операцию. Время слишком дорого, чтобы простаивать из-за морозов!

ВК: Как Вы решаете кадровую проблему? Колтубинг и геофизика одновременно, приходится, наверное, специально обучать людей?

Д.Ф.: Нет, не приходится, потому что колтубингом у нас занимаются люди, уже имеющие опыт в использовании этих технологий, а геофизикой – те, кто раньше имел дело с геофизикой. Но все в одной бригаде, все друг другу помогают и делают общее дело.

ВК: Так откуда Вы берете кадры?

Д.Ф.: Мы приглашаем готовых специалистов. Главным образом из числа тех, кого я знаю лично, и тех, кого нам порекомендовали.

ВК: Тех, кто прошел школу в других компаниях?

Д.Ф.: Конечно. Да я и сам прошел школу в другой компании, в Шлюмберже. Сильная школа, я ей благодарен. Но очевидно, что международные сервисные

компании таким образом растят себе конкурентов.

ВК: Ваша компания уже соперничает со Шлюмберже?

Д.Ф.: Понимаете, Шлюмберже – это очень большая и серьезная организация. Там обучение идет на всех этапах. Есть курсы для рабочего персонала, есть для инженеров... Ни мы им, ни они нам не конкуренты.

ВК: Вы работаете по своим программам, а они по своим?

Д.Ф.: Именно так.

ВК: А заказчики у Вас постоянные или ООО «Ямал-Петросевис» участвует в тендерах?

Д.Ф.: Мы участвуем в тендерах. А со стороны заказчиков ощущается все большая заинтересованность, потому что им очень нужна информация о горизонтальных скважинах, которые порой эксплуатируются вслепую.

ВК: Кстати, об информации. Какой информации Вы ждете от нашего журнала?

Д.Ф.: Хотелось бы находить на его страницах больше публикаций о технологиях проведения работ, прежде всего, сложных. Ждем информацию по бурению боковых стволов с помощью колтубинга, что очень трудоемко и затратно.

ВК: Постараемся удовлетворить Ваш интерес.

Coiled Tubing Times: Mr. Frolov, as far as I know, your company is virtually the only domestic company that uses coiled tubing for geophysical studies.

Danila Frolov: I know that such companies as Surgutneftegaz, Trican, Schlumberger, TNG Group and some others perform geophysical studies with the use of coiled tubing too.

CTT: How is this work organized in your company?

D.F.: Our big advantage over other companies is that we have both coiled tubing and geophysical measuring equipment joined together. Even Trican and Schlumberger provide only coiled tubing while measuring equipment is provided by other companies. That is why financial side of their services is different from ours.

CTT: Are coiled tubing and geophysical services provided by different departments or by one joint department?

D.F.: We have established one department and I am the Chief of the department. This department joins coiled tubing and geophysics.

CTT: What coiled tubing equipment do you have?

D.F.: We have MK10T coiled tubing unit.

CTT: One light unit?

D.F.: Yes, we purchased this unit especially for the purposes of geophysical studies.

CTT: For how long do you have this unit?

D.F.: We used it for the first time in November 2010. By early February 2011 we have already studied 10 wells.

CTT: Impressive results for such a short period of time.

D.F.: Yes, quite good for the beginning. We would have done more, but the scope of work issue is still under settlement.

CTT: Intensity of work will probably be higher during a warm season, won't it?

D.F.: I think that intensity of our work will increase, because such works are in demand, since they are very necessary for horizontal and subhorizontal wells. In general, geophysical studies in operational horizontal wells are currently the most high-tech geophysical works. This is stipulated by the difficulty of wellhead sealing and the complexity of running geophysical tools into the horizontal wellbore and performance of the necessary set of studies.

CTT: What kind of works do you perform with the use of MK10T?

D.F.: The main work consists in running geophysical tools into the horizontal part of the wellbore and performance of geophysical studies, first of all flow profile studies and determination of the working intervals. Besides monitoring of well processes, coiled tubing together with the logging cable can be used to deliver any conventional logging equipment and tools into the well. For example, in a number of wells we used conventional downhole samplers to take fluid samples right from the working formation intervals in a horizontal part of the wellbore.

CTT: And what about the reliability of the tube? You work in Yamal in harsh weather conditions.

D.F.: We have a tube manufactured by Global Tubing. This American company is one of the world's leading coiled tube producers.

CTT: Coiled tube of what diameter do you use to deliver geophysical tools into the well?

D.F.: We use 1-inch tube with 0.2-inch logging cable inside of it.

CTT: You operate the coiled tubing unit for only half a year. So, you haven't yet thought about its upgrading.

D.F.: Our coiled tubing unit has almost all the options that are today proposed by the manufacturer as new options. We only wait for the development of new software that will enable us to receive graphic data online. We hope that such software will be available for the consumers soon.

CTT: Did you have to use some engineering tricks to make equipment work better?

D.F.: Luckily we did not have to use any tricks. The manufacturers have already foreseen everything. Everything works perfectly even under low temperatures. The weather was favorable and there were no extreme frosts this year. The hardest frost was minus 38 degrees Celsius when we were performing operations at a well. Although we had an opportunity to stop the works at that time but we did not use this opportunity, because it was necessary to finish the operation. Time is too precious and we cannot afford being idle due to frosts!

CTT: What about the personnel issue? Since you have coiled tubing and geophysics combined, probably you have to provide special training to your personnel?

D.F.: No, we do not have to provide any special training, because people who have experience of working with the coiled tubing are responsible for coiled tubing, and those who have experience in geophysics are responsible for geophysical studies. But all of them work in one team, and help each other because they do a common job.

CTT: So, where do you get your personnel from?

D.F.: We recruit already trained

and experienced professionals from amongst the people whom I know personally, and those who were recommended to us.

CTT: That means professionals who got experience at other companies?

D.F.: Of course. I also gained experience at another company - at Schlumberger. It was a good school, I highly appreciate it. But it is obvious that in such a way international service companies nurture their own competitors.

CTT: Is your company already competing with Schlumberger?

D.F.: You see, Schlumberger is a very large and serious organization. They have training at all the stages. There are courses for the workers, there are courses for the engineers... So, we are not competing companies as such.

CTT: As far as I understand, you work according to your programs and they work according to their own programs.

D.F.: Exactly.

CTT: Do you have regular customers or does Yamal-Petroservice participate in tenders?

D.F.: We participate in tenders. And we feel that the customers are more and more interested in the issue, because they desperately need information about horizontal wells which are sometimes operated haphazardly.

CTT: Talking of information. What kind of information do you expect to see in our journal?

D.F.: I wish your journal provided more information about the techniques of different works performance (especially complicated works). We also wait for the information regarding side tracking with the use of coiled tubing, which is a very time consuming and expensive operation.

CTT: Ok, we will try to satisfy your interest.

Главное – надежность оборудования

Equipment Reliability is of Paramount Importance

А.В. НОВИКОВ – главный инженер ЗАО «Технология-Сервис», компании, предоставляющей услуги в области повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти путем закачки различных видов химреагентов и внедрения высокоэффективных новейших технологий, разработанных ведущими отечественными и зарубежными фирмами, имеющими большой опыт работы в этой области.

ЗАО «Технология-Сервис» дислоцируется в Нефтеюганске.

A.V. NOVIKOV – Chief Engineer of “Tekhnologiya-Servis”, a company that provides services in the sphere of oil recovery enhancement by the way of chemical agents injection and introduction of advanced technologies developed by leading domestic and foreign companies that have extensive experience in this sphere.

“Tekhnologiya-Servis” is located in Nefteyugansk.

Время колтбюинга: Алексей Владимирович, на каких видах работ специализируется Ваша компания?

Алексей Новиков:
ЗАО «Технология-Сервис» позиционируется в области повышения нефтеотдачи пластов с применением химических реагентов. Мы работаем на территории Западной Сибири. Нашими заказчиками являются ТНК-ВР, Роснефть, Газпром нефть и др. Основными направлениями деятельности предприятия являются:

- применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- ликвидация осложнений, возникающих при эксплуатации технологического оборудования;
- оказание услуг по приготовлению технологических жидкостей глушения скважин и подготовке скважин к ремонту путем осуществления операций по глушению скважин;
- оказание сервисных услуг нефтегазодобывающим

предприятиям специально-промышленным транспортом. Из всего комплекса задач, связанных с повышением нефтеотдачи, силами предприятия в первую очередь реализуются те, которые отвечают условиям и возможностям производства, и применение которых дает быстрый и экономический эффект в специфических географических и геолого-технологических условиях.

ВК: С каким оборудованием Вы работаете?

А.Н.: Со стандартным. У нас имеются насосные и промывочные агрегаты отечественного производства. У нас нет подъемных агрегатов. Мы занимаемся обработками «с колес» либо с подходом к скважине, на которой выполняет работы бригада ТКРС.

ВК: Кто для Вас разрабатывает составы растворов и кислотных композиций?

А.Н.: Мы сотрудничаем с институтами



ООО «РН-УфаНИПИнефть» и ОАО «ВНИИнефть». Это наш гарант качества.

ВК: Какие уникальные операции Вам удавалось производить?

А.Н.: Обработки без смены труб, без подъема, работы на многопластовых залежах, когда перекрывается верхний пласт и действия производятся на среднем либо нижнем пропластке. Но при этом мы занимались именно обработками призабойной зоны пласта, а другая подрядная организация производила подготовку скважины к ОПЗ.

ВК: Ваша компания приобретает колтюбинговую установку. Для каких работ Вы собираетесь ее использовать?

А.Н.: Нам требуется помощь при работах с горизонтальными скважинами, нужна проработка всего интервала перфорации, которую невозможно осуществить текущими методами. Кроме того, с использованием гибкой трубы мы планируем совершать направленные кислотные обработки, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, вовлечение в разработку ранее не дренируемых пропластков.

Coiled Tubing Times: Mr. Novikov, what kind of works does your company specialize in?

Aleksey Novikov: Tekhnologiya-Service is positioned in the sphere of oil recovery enhancement with the use of chemical agents. We work on the territory of Western Siberia. Our customers include "TNK-BP", "Rosneft", "Gazpromneft" and others. The main areas of our company's activities are as follows:

- Usage of physical-chemical methods of oil recovery enhancement;
- Elimination of complications occurring in the course of production equipment operation;
- Well killing fluid preparation and preparation for well servicing and workover by the way of conducting well killing procedures;
- Provision of services to oil and gas producing companies using special field transport.

Out of the whole set of tasks, related to oil recovery enhancement, our company first of all implements those tasks that meet the production conditions and capabilities and fulfillment of which yields quick economic benefit in specific geographical, geological and technological conditions.

CTT: What equipment do you use?

А.Н.: We use conventional equipment. We have pumping and

ВК: Что для Вас главное при выборе оборудования?

А.Н.: Главное – его надежность.

ВК: Значит ли это, что прежде чем приобрести дорогостоящий агрегат, Вы собираете информацию о его технических характеристиках и интересуетесь отзывами потребителей о его возможностях?

А.Н.: Конечно. Ведь, например, колтюбинговая установка – дорогое приобретение, и при ее выборе очень важно не совершить ошибку. Там, где мы работаем,

servicing units of domestic production. We do not have hoist units of our own. Our company performs treatments according to "just-in-time" principle, or at the wells where well servicing and workover team is working.

CTT: Who develops formulations of your solutions and acid compounds?

А.Н.: We cooperate with the research institutes "RN-UfaNIPIneft" and "VNIneft". These are our quality guarantors.

CTT: What unique operations did you manage to perform?

А.Н.: We performed treatments without change of tubing and without lifting operations; performed works on the multi-layered reservoirs, when the upper layer was shut-off and the operations were performed on the middle or lower layers. We were engaged exactly in bottomhole formation zone treatment, while another contracting organization prepared the well for bottomhole treatment.

CTT: You company plans to purchase a coiled tubing unit. What kind of works do you intend to use it for?

А.Н.: We need it for working with horizontal wells to cover the whole perforation interval, which is impossible to do using current

бывают очень большие морозы. Поэтому, повторяюсь, надежность установки – первейшее условие. Да и гибкая труба должна быть качественной, желательно, еще и устойчивой к кислотам.

ВК: Какие колтюбинговые операции Вы собираетесь освоить в первую очередь?

А.Н.: Как я уже говорил, проработку горизонтального ствола скважины. А потом, возможно, работы по направленному бурению в стволе скважины.

ВК: Успехов!

methods. Besides, we plan to use coiled tubing unit to perform directional acidizing, conformity control of injection wells, inclusion of previously non-drained reservoirs into operation.

CTT: What is the most important feature for you when purchasing new equipment?

А.Н.: Equipment reliability is of paramount importance.

CTT: Does this mean that before purchasing a new expensive unit you collect information about the unit specifications and gather the customers' feedback about its capabilities?

А.Н.: Yes, of course. Since coiled tubing unit, for example, is an expensive purchase it is very important to make the right choice and not to be mistaken. In the region where we work, severe frosts can occur. That is why reliability of equipment is the ultimate factor. The coiled tube itself shall also be of high-quality and, preferably, shall be acid-resistant.

CTT: What coiled tubing operations do you plan to master first of all?

А.Н.: As I have already mentioned, we plan to master the works in horizontal boreholes and later on, probably, directional drilling operations.

CTT: We wish you every success!

Нужен обмен опытом между сервисными компаниями

Experience Sharing between Service Companies Needed

А.М. ОВСЯНКИН – генеральный директор ООО «Пакер Сервис», компании, оказывающей сервисные услуги в области КРС, заканчивания и исследования скважин. Компания имеет обособленные подразделения в Ханты-Мансийском АО и Ямало-Ненецком АО, на юге Тюменской области, а также в городах Бузулук и Самара. Центральный офис ООО «Пакер Сервис» находится в Москве.

A.M. OVSYANKIN – Director General of “Packer Service”, a company that provides services in the field of well workover, completion and well surveying. The company has separate divisions in Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, in the South of Tyumen Oblast, as well as in the city of Buzuluk. Packer Service is headquartered in Moscow.

Время колтубинга: Андрей Михайлович, возглавляемая Вами компания имеет подразделения и на севере Тюменской области, и в средней полосе России. Не сложно ли работать одновременно в столь различных климатических условиях?

Андрей Овсянкин: На самом деле условия в Западной Сибири и средней полосе не слишком сильно различаются. Например, минувшей зимой температура в феврале в Оренбургской и Самарской областях падала до минус 40 градусов по Цельсию, в то время как в Западной Сибири было намного теплее.

ВК: Природная аномалия... Какие основные работы производит Ваша компания с установками ГНКТ?

А.О.: Основной объем работ – это промывка забоя, в том числе и после ГРП, вымыв проппанта и освоение скважины с помощью азотного комплекса. Иногда наряду с этими работами мы проводим кислотные обработки, гидродинамические исследования скважин, работы по интенсификации притока.

ВК: Получается, что ГРП – основная методика интенсификации притока?

А.О.: Нет, мы выполняем работы с ГНКТ на скважинах, которые подверглись ГРП. В принципе во всех регионах основные работы флотов ГНКТ в настоящее время – это освоение скважин после ГРП. Заказчики, на мой взгляд, несколько недооценивают потенциал и спектр работ, которые возможно выполнять на скважинах с помощью комплексов ГНКТ. Ваш журнал много пишет о возможностях комплексов ГНКТ, новых технологиях в данном направлении, и мы очень надеемся, что спектр услуг ГНКТ с каждым годом будет увеличиваться, найдут своего потребителя и геофизические исследования с установками ГНКТ, и ремонтно-изоляционные работы с использованием данных установок, и многие другие методы ремонта скважин.

ВК: Известно, что в Западной Сибири многие скважины подвергаются ГРП практически сразу после того, как их пробурят.

А.О.: Абсолютно то же самое происходит и в средней полосе



России. Опыт показывает, что применение ГРП в процессе вывода скважины из бурения очень часто повышает ее продуктивность. Этим широко пользуются не только в России, но и практически все нефтегазодобывающие компании в мире.

ВК: Каким колтубинговым оборудованием располагает Ваша компания?

А.О.: Колтубинговой установкой среднего класса, насосно-компрессорным агрегатом и азотными установками. Наша компания предоставляет услуги как с мобильной мембранной азотной установкой

(не требующей подвоза сжиженного азота), так и с криогенной азотной установкой. Полную информацию о нашем оборудовании можно найти на нашем сайте www.packer-service.ru. В настоящее время мы заканчиваем комплектацию второй бригады, поэтому недавно провели приемку еще одной колтюбинговой установки – МК30Т производства СЗАО «Фидмаш».

ВК: Для каких целей Вы собираетесь ее использовать?

А.О.: Это установка для КРС, пятиосная машина среднего класса. Планируем с ее помощью производить работы, аналогичные тем, которые уже производим.

ВК: То есть промывки после ГРП и кислотные обработки?

А.О.: Совершенно верно. И все же надеемся на расширение интереса заказчиков к другим видам сервисных работ с установками ГНКТ, как я уже говорил раньше.

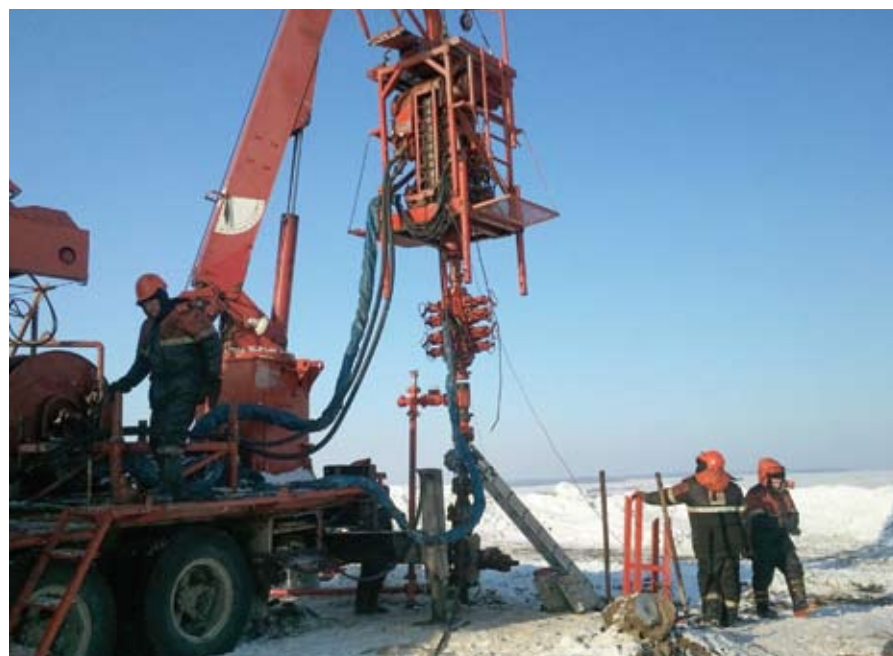
ВК: А какого рода кислотные обработки Вы производите?

А.О.: Это обработки кислотными композициями, которые входят в состав технологий по выводу скважин на режим после ГРП или в состав технологий повышения приемистости на нагнетательном фонде.

ВК: Как давно ООО «Пакер Сервис» применяет практику колтюбинга?

А.О.: С 2009 года. Но специалисты в большинстве своем – выходцы из ОАО «Сургутнефтегаз», где занимались развитием данного направления с 1993 года. То есть опыт нашей компании по сравнению с опытом нашего персонала значительно меньше. Но ведь люди и есть основа и потенциал любой компании.

ВК: Если не секрет, внутрискважинным



инструментом производства какой компании Вы комплектуете колтюбинговую установку?

А.О.: В основном инструментом производства ООО «НПО «РостЭКтехнологии», а яссы, в том числе яссы гидравлические, мы закупаем у американской компании Logan Oil Tools. Еще часть внутрискважинного инструмента и устьевого обвязки (тройники, фланцевые элементы, переводники и т.д.) мы приобретаем у российской компании ООО «ПФ «Пакер Тулз», которая поставляет не только инструмент для ГНКТ, но и пакерное и фрезерное оборудование.

ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса, на Ваш взгляд, будут особенно востребованы в ближайшем будущем?

А.О.: Я думаю, что будет расти востребованность сервисных операций в Восточной Сибири. Зарезка боковых стволов однозначно будет расти, ведь скважины стареют. Все новое, что будет обеспечивать увеличение КИН, будет востребовано.

ВК: Информации какого рода не хватает сервисным компаниям для успешной работы?

А.О.: Информация есть, ее появляется все больше. Нужен обмен опытом между сервисным и компаниями и в области ГНКТ, и в других областях.

ВК. Наш журнал и сайт постараются такой обмен опытом активизировать.

Фотографии предоставлены ООО «Пакер Сервис», автор: Владимир Гушин



Coiled Tubing Times: Mr. Ovsyankin, you company has its divisions in the North of Tyumen Oblast and in central Russia. Is it hard to simultaneously work in such different weather conditions?

Andrey Ovsyankin: In fact, weather conditions in Western Siberia and in central Russia are not too much different. For example, last February in Orenburg and Samara Oblasts the temperature fell down to minus 40 degrees Celsius while in Western Siberia it was warmer.

CTT: Probably it was natural anomaly... What main works does your company perform with the use of coiled tubing?

A.O.: The main scope of works includes bottomhole flushing, also including flushing after hydraulic fracturing, proppant cleanout and well completion with the use of nitrogen complex. Sometimes together with the abovementioned works we also perform acid treatments, hydrodynamic well studies, production stimulation.

CTT: So, hydraulic fracturing is the main method of production stimulation?

A.O.: No, we use coiled tubing to perform the operations at the wells that were subject to hydraulic fracturing. Basically, in all the regions coiled tubing fleets are mainly performing well completions after hydraulic fracturing. In my opinion, the customers underestimate the potential and the range of works that can be performed with the use of coiled tubing units. Your journal provides a lot of information about the capabilities of coiled tubing units, about new technologies in this sphere. We hope that the range of coiled tubing services will be increasing from year to year; we hope that such services as geophysical studies, squeeze jobs with the use of coiled tubing and many other well workover methods will find their market.

CTT: It is known that in the Western Siberia many wells are

subject to hydraulic fracturing almost right after their drilling.

A.O.: The situation is absolutely the same in central Russia. Experience shows that performance of hydraulic fracturing right after the drilling very often enhances well productivity. This method is widely used not only by Russian companies, but by almost all the oil and gas producing companies in the world.

CTT: What coiled tubing equipment does your company possess?

A.O.: We have medium-class coiled tubing unit, pumping and compressor unit and nitrogen units. Our company provides services using both nitrogen membrane unit (which does not require supply of liquefied nitrogen) and cryogenic nitrogen unit. Full information about our equipment you can find at the website of our company: www.packer-service.ru. We are currently finishing the establishment of the second team that is why we have recently accepted one more coiled tubing unit – MK30T manufactured by NOV Fidmarsh.

CTT: What purposes do you plan to use this unit for?

A.O.: This unit is meant for well workover; this is a five-axle medium-class vehicle. With the help of this unit we plan to perform the works, similar to those that we already perform.

CTT: Namely washings after hydraulic fracturing and acid treatments?

A.O.: Exactly. Still we hope that the customers will also be more interested in other types of coiled tubing services as I have already mentioned.

CTT: What types of acid treatments do you perform?

A.O.: These are treatments with the use of acid compounds which are part of the technologies meant for bringing wells to stable production after hydraulic fracturing, and part of the technologies meant for enhancing the intake capacity of the injection wells.

CTT: How long has Packer Service been using coiled tubing?

A.O.: We have been using coiled tubing since 2009. But the majority of our specialists come from Surgutneftegaz where they had been developing coiled tubing technologies since 1993. That means that experience of our company is much less than experience of our personnel. But as we know personnel is the basis and capacity of any company.

CTT: If it is not a top secret, who are the manufacturers of the coiled tubing downhole tools used by your company?

A.O.: Mainly we use the tools produced by RoSTEKtekhologii, and we purchase the jars including hydraulic jars from the American company Logan Oil Tools. Some part of the downhole tools and wellhead piping (tee pipes, flange elements, adapter subs, etc.) we purchase from the Russian company Packer Tools. Besides coiled tubing tools, this company also supplies packer equipment and milling equipment.

CTT: What technologies in the sphere of oil and gas services will be in great demand in the near future?

A.O.: I think there will be an increase in demand for service operations in Eastern Siberia. Sidetracking will be popular because the wells are ageing. All the new technologies ensuring the increase of oil recovery factor will also be in demand.

CTT: What kind of information do service companies lack for successful work?

A.O.: There is enough information, and we receive more and more information. Experience sharing between the service companies in the sphere of coiled tubing technologies and in other spheres is needed.

CTT: Our journal and our website will try to promote and facilitate such experience sharing.

Photo is provided by Packer Service, author: Vladimir Gushchin



НЕФТЬ и ГАЗ 2011

МЕЖДУНАРОДНЫЕ

ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ

WWW.MIOGE.RU



10-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ,
ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»
29 – 30 марта 2011
Тбилиси, Грузия



9-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 — 23 июня 2011
Москва, Россия



15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
17 — 19 мая 2011
Ташкент, Узбекистан



19-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
5 — 8 октября 2011
Алматы, Казахстан



2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА
25 — 26 мая 2011
Аваза, Туркменбаши,
Туркменистан



6-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ,
ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
1 — 3 ноября 2011
Актау, Казахстан



18-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
7 — 10 июня 2011
Баку, Азербайджан



16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
15 — 17 ноября 2011
Ашхабад, Туркменистан



11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»
21 — 24 июня 2011
Москва, Россия



11-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»
21 — 22 марта 2012
Анкара, Турция



ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com



5 - 8 октября

2011

Казахстан, Алматы



19-я Казахстанская
Международная Выставка
и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



KIOGE



Официальная
поддержка



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY - ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Министерство
нефти и газа
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

oilgas@ite-exhibitions.com

Оценка расклинивающих материалов для гидроразрыва пласта в конкретных горно-технологических условиях месторождений России

Evaluation of Hydraulic Fracturing Propping Materials in Specific Geological and Technological Environment of Russian Fields

Т.Л. ТАМАМЯНЦ, Е.И. ПИСКУН, А.А. ЮРЧЕНКО, ОАО «НПО «Бурение»

T.L. TAMAMIANTS, Ye.I. PISKUN, A.A. YURCHENKO, RESEARCH AND PRODUCTION ASSOCIATION "BURENIE"

В связи с введением в эксплуатацию низкопроницаемых и малодебитных нефтегазовых пластов на месторождениях нефти и газа России в конце XX – начале XXI века наибольшее распространение из методов интенсификации добычи нефти и газа получил гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Эта тенденция хорошо прослеживается в Западной Сибири на примере компании ОАО «Газпром нефть» [1], где за последние 5 лет было выполнено 1200 операций ГРП. Причем столько же новых скважин было пробурено. При этом наибольшая эффективность интенсификации добычи нефти получена в горизонтальных скважинах и в боковых стволах. В настоящее время 45,4% суточной добычи приходится на скважины с обработкой по технологии ГРП.

Одним из важнейших вопросов ГРП является крепление создаваемой трещины соответствующим зернистым материалом для сохранения повышенной продуктивности пласта и проницаемости трещины ГРП в течение продолжительного времени. В качестве расклинивающего материала (РМ) используется прочный и окатанный кварцевый песок или искусственный проппант.

Условия применения РМ определяют требования к РМ для ГРП.

РМ должен поддерживать трещину ГРП в раскрытом состоянии и сохранять проницаемость для пластовых флюидов.

Очень важно применять РМ калиброванного гранулометрического состава. Зерна РМ, размеры которых превышают норму, могут инфильтроваться и засоряться мелкими частицами из продуктивного пласта во время добычи.

Между уплотненным и неуплотненным РМ может

Дue to commissioning of low-permeable and low productive oil and gas reservoirs in Russia at the end of the 20th- beginning of the 21st century hydraulic fracturing has become one of the most widespread methods of oil recovery enhancement.

This tendency is quite obvious if we have a look at the Gazpromneft [1] activities in Western Siberia region, where more than 1,200 hydraulic fracturing operations have been performed over the recent 5 years. Notably that the number of new wells drilled was the same. The highest efficiency of such operations was achieved in horizontal wells and side tracks. Currently 45.4% of the daily production is yielded by the fractured wells.

One of the most important tasks in hydraulic fracturing is to fix the fracture using special granular material to ensure improved reservoir productivity and fracture permeability for a long period of time. Firm and round quartz sand and artificial proppant are used as propping materials.

The propping material application conditions determine the requirements for hydraulic fracturing propping materials.

Propping material shall keep the fracture open and ensure permeability for reservoir fluids.

It is very important to use propping material of calibrated grain size. Propping material grains which size exceeds the normal one can be infiltrated and can be plugged up by small particles from the productive horizon during the production.

If we compare densely packed and less densely packed propping materials, there can be a considerable difference in the size of pore channels. For example in case of cubic (less dense) packing of equal spheres the pore diameter can be 0.41 of the sphere diameter, while in case of hexagonal (more dense) packing pore diameter is 0.15 of the sphere diameter. It means that the filtration area

существовать значительная разница в размерах поровых каналов. Например, при кубической (наименее плотной) упаковке одинаковых шаров диаметр пор может составлять 0,41 диаметра шара, тогда как при гексагональной (наиболее плотной) упаковке диаметр пор составляет 0,15 диаметра шара, то есть площадь фильтрации кубической упаковки в 2,6 раза больше, чем у гексагональной упаковки. Наиболее проницаемая кубическая упаковка РМ получается при более округлых и сферичных зернах РМ.

Риск создания низкопроницаемой набивки РМ в трещине ГРП из РМ с малой скелетной прочностью способен существенно повлиять на конечную продуктивность скважины. Поэтому для подготовки РМ для ГРП необходимо проверять прочность зерен РМ на разрушение при создании давления, равного горному по проценту разрушенных частиц.

Растворимость в кислоте обычно используется как показатель объема примесей карбонатов, полевого шпата и окисей железа, присутствующих в расклинивающем агенте. Растворимость в кислоте нужно проверять для того, чтобы в набивке из РМ по трещине ГРП не образовывались пустоты при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта.

Подкомитет АНИ (Американского нефтяного института) разработал технические требования и методы испытаний РМ для ГРП в стандарте АНИ RP-56, где установлены основные показатели качества РМ (гранулометрический состав, округлость и сферичность зерен, растворимость в глинокислоте, содержание солей и глин, прочность при одноосном сжатии), определен уровень этих показателей.

Назначение показателей свойств РМ для ГРП следующее:

1. Гранулометрический, определенный ситовым анализом, обеспечивает соответствие РМ требованиям эффективности ГРП.
2. Сферичность и округлость зерен РМ влияет на плотность упаковки в трещине ГРП и проницаемость для пластовых флюидов.
3. Прочность РМ при одноосном сжатии характеризует сопротивление РМ давлению смыкания трещины ГРП и определяет скелетную прочность РМ на разрушение.
4. Растворимость РМ в кислоте определяет содержание некарбонатных примесей или минеральный состав РМ.

Использование РМ с показателями ниже технических требований АНИ RP-56 может вызвать немало нежелательных последствий во время добычи после ГРП. При этом зерна РМ начинают дробиться, устойчивость структуры нарушается и начинается обратный вынос разрушенного РМ в ствол скважины. При обратном выносе РМ во время добычи:

- происходит локальная потеря проводимости

of the cubic packing is 2.6 times higher than that of the hexagonal packing. The more permeable cubic packing of propping material can be achieved in case we have more round and spherical grains.

There is always a risk of creating low-permeable area in a fracture by using propping materials with low skeleton strength, what can affect the final productivity of a well. That is why to prepare the propping material for hydraulic fracturing it is necessary to check the grain crush resistance by simulating the pressure equal to the formation pressure.

Acid solubility of the propping material indicates the amount of carbonates, field spar and iron oxides contained in the propping agent. It is necessary to test acid solubility to prevent formation of openings in the fracture filling after the conduct of acid treatment of the bottomhole area.

Subcommittee of the American Petroleum Institute (API) developed technical requirements and test methods for propping materials under API RP-56 standard. The standard specifies the main quality indicators for propping materials (grain size, roundness and sphericity, mud acid solubility, content of salts and clays, crush resistance), as well as the value of such quality indicators.

Description of the propping materials quality indicators:

1. Grain size, determined by the sieve analysis, ensures the compliance of propping material with the hydraulic fracturing efficiency standards.
2. Grain sphericity and roundness affects the density of propping material packing in the fracture and fracture permeability for reservoir fluids.
3. Crush resistance characterizes the propping material resistance to the fracture healing pressure and determines the skeleton strength of the propping material.
4. Acid solubility determines the content of non-quartz alloys or mineral composition of the propping material.

Use of propping materials with the quality indicators below the API RP-56 technical requirements may lead to a number of undesired effects during the production after hydraulic fracturing. The propping material grains start to break, the sustainability of the structure is disturbed and the propping material starts to be carried out back to the wellbore. In case if propping material is carried back to the wellbore during production we will have the following adverse effects:

- Local loss of fracture permeability leading to reduction of hydraulic fracturing efficiency;
- Abrasive wear of gate valves, production string tubes, wellhead equipment and flow lines may take place;
- Considerable reduction of well productivity.

To prevent undesirable consequences when using different propping materials at the Russian fields Research and Production Association "Burenie" tests propping materials for their compliance with the API RP-56 standard. Table 1 contains the results of propping materials testing.

- трещины, вызывая снижение возможностей гидроразрыва;
- возможен абразивный износ задвижек, насосно-компрессорных труб, устьевой арматуры и выкидных линий;
 - происходит значительное уменьшение продуктивности скважины.

Для предотвращения нежелательных последствий при использовании различных РМ на месторождениях России ОАО «НПО «Бурение» проводит тестирование на соответствие нормам стандарта АНИ RP-56. В качестве примера – в таблице 1 результаты тестирования РМ.

Надо отметить, что стандарт АНИ RP-56 не учитывает перепад давления жидкости в трещине ГРП, вязкость жидкости при пластовой температуре и не отражает физических процессов, происходящих в трещине ГРП реального продуктивного нефтегазового пласта. Характеристикой формирования высокопроводящей упаковки закрепителя в трещине ГРП при температуре и давлении является проницаемость для пластовых флюидов – обобщающий показатель качества РМ.

API RP-56 does not take into account change of fluid pressure in a fracture, fluid viscosity at reservoir temperature and does not reflect physical processes taking place in a fracture of real productive oil and gas reservoir. Permeability for reservoir fluids is the main feature showing that a highly permeable packing of the propping material has been achieved in a fracture at reservoir pressure and temperature. This feature serves as a summary indicator of propping material quality.

Figure 1 shows dependence of permeability of the propping material packed in a fracture (Darcy) on fracture healing pressure (psi). We made a comparison of the 0.4–0.8 mm fraction of proppant (USA), Northern white sand (USA), Kazan sand (Russia) and Volgograd sand (Russia). Fracture permeability was measured in the city of Krasnodar at a special unit of Research and Production Association “Burenie” simulating the hydraulic fracture.

The graph shows that the type of propping material and its physical and chemical features have an impact on fracture permeability. We will be able to choose the potentially efficient propping material for specific geological environment only after studying the permeability under the conditions similar to reservoir

Таблица 1 – Результаты экспериментальных исследований расклинивающих материалов ГРП
Table 1 – Results of propping materials experimental research

Показатели качества <i>Quality indicator</i>	Единицы измерения <i>Measurement unit</i>	Значения показателей по стандарту АНИ RP-56 <i>Value according to API RP-56 standard</i>	Казанский песок (Россия) <i>Kazan sand (Russia)</i>	Волгоградский песок (Россия) <i>Kazan sand (Russia)</i>	Северный белый песок (США) <i>Northern white sands (USA)</i>	Проппант (США) <i>Proppant (USA)</i>
1	2	3	4	5	6	7
Фракционный состав <i>Fraction</i>	мм <i>mm</i>	0,4–0,8	0,4–0,8	0,4–0,8	0,4–0,8	0,4–0,8
Содержание основной фракции <i>Main fraction content</i>	% масс <i>% mass</i>	не менее 90 <i>Minimum 90</i>	96	83	92	97
Растворимость в кислоте <i>Acid solubility</i>	% масс <i>% mass</i>	не более 3 в 12% HCl, не более 7 в 3% HF+12% HCl <i>Max. 3 in 12% HCl, max. 7 in 3% HF+12% HCl</i>	0,3 в 12% HCl	0,8 в 12% HCl	0,6 в 12% HCl	4,0 в 3% HF+12% HCl
Сферичность <i>Sphericity</i>	един. по шкале <i>Units, on scale</i>	0,6	0,7	0,5	0,8	0,8
Округлость <i>Roundness</i>	един. по шкале <i>Units, on scale</i>	0,6	0,8	0,5	0,8	0,8
Сопротивление давлению смыкания трещины ГРП <i>Crush resistance</i>	% разрушенных частиц <i>% crushed particles</i>	не более 14 при сжатии 28 МПа, не более 25 при сжатии 52 МПа <i>Max. 14 at pressure of 4,061 psi, Max. 25 at pressure of 7,542 psi</i>	10 при 28 МПа <i>10 at 4,061 psi</i>	16 при 28 МПа <i>16 at 4,061 psi</i>	4 при 28 МПа <i>4 at 4,061 psi</i>	3 при 52 МПа <i>3 at 7,542 psi</i>
Соответствие требованиям стандарта АНИ <i>Compliance with API standard</i>			соответствует <i>Complies</i>	не соответствует <i>Does not comply</i>	соответствует <i>Complies</i>	соответствует <i>Complies</i>

На рисунке 1 представлены графики зависимостей проницаемости упаковки РМ в трещине ГРП (Дарси) от давления смыкания трещины ГРП (МПа) для сравнения типа РМ одной фракции 0,8–0,4 мм на примере проппанта (США), северного белого песка (США), казанского песка (Россия), волгоградского песка (Россия). Проницаемость трещины ГРП определяли в городе Краснодаре на установке ОАО «НПО «Бурение», моделирующей трещину ГРП.

Из графиков видно, что тип РМ и его физико-химические характеристики влияют на проницаемость трещины ГРП. Только после проведения исследований проницаемости в условиях, приближенных к пластовым в скважине, можно выбрать тип РМ для проведения ГРП, потенциально эффективный для данных горно-геологических условий. Правильный выбор РМ для ГРП максимально снижает процент разрушения зерен РМ в трещине ГРП и снижает вынос РМ в ствол скважины. Что в итоге положительно влияет на работу скважины при освоении и эксплуатацию в проектом режиме.

ВЫВОДЫ

1. В зависимости от горно-геологических условий проведения ГРП ОАО «НПО «Бурение» проводит комплекс исследований по оценке расклинивающих материалов для ГРП по промышленно выпускаемым фракциям 8/16, 12/20, 16/30, 20/40, 40/70 меш.
2. После оценки и сопоставления параметров расклинивающих материалов с показателями технических требований стандарта API RP-56 ОАО «НПО «Бурение» проводит проверку работы РМ в условиях пласта ГРП на установке, моделирующей трещину пласта ГРП при действии горного давления и температуры в пластовых условиях.
3. В результате экспериментальных исследований ОАО «НПО «Бурение» определяет обобщающий показатель качества расклинивающего материала – проницаемость для пластовых флюидов в трещине ГРП.
4. ОАО «НПО «Бурение» выдает рекомендации по выбору типа расклинивающего материала для ГРП (песок, проппант и т.д.) и его фракционного состава для горно-геологических условий проведения ГРП на месторождениях заказчика.
5. Комплекс исследований РМ, выполняемых ОАО «НПО «Бурение», служит гарантией длительной и производственной работы скважин после ГРП. ●

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Состояние и перспективы разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р. Н. Мухаметзянов // Нефтяное хозяйство. М. – 2006. №12. С. 10–14.

conditions. Proper selection of the type of propping material for hydraulic fracturing will allow us reducing the percentage of crushed grains and reducing propping material outflow to the wellbore. In the end it will have a positive effect on a well during its completion and standard operation.

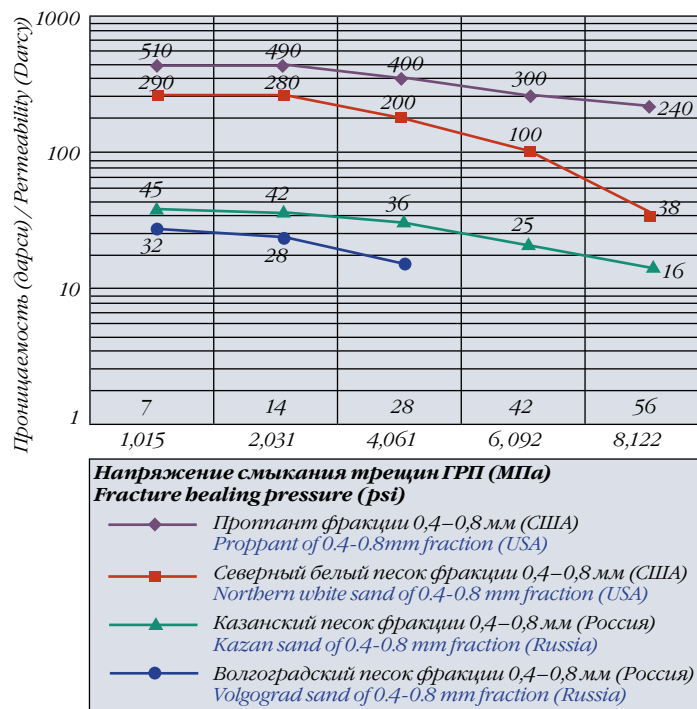


Рисунок 1 – Влияние типа расклинивающего материала на проницаемость в трещине пласта после ГРП

Figure 1 – Impact of different types of propping materials on reservoir fracture permeability after hydraulic fracturing operation

CONCLUSIONS

1. Depending on geological environment of hydraulic fracturing, “Burenie” conducts a set of research to assess the propping materials as for the commercial fractions 8/16, 12/20, 16/30, 20/40 and 40/70 mesh.
2. After assessment of the propping materials and correlation of their properties with the technical requirements of the API RP-56 standard “Burenie” checks the performance of propping materials under reservoir conditions. This is done at the special unit simulating the hydraulic fracture in a reservoir, influence of the reservoir pressure and temperature.
3. Based on the results of the experimental tests, “Burenie” determines the summary indicator of the propping material quality – permeability for reservoir fluids in the hydraulic fracture.
4. “Burenie” provides recommendations on the selection of the type of propping material for hydraulic fracturing (sand, proppant, etc.) and grain size for specific geological environments of customers’ fields.
5. Propping materials researches and tests performed by “Burenie” guarantee continuous and proper production performance of the well after hydraulic fracturing. ●

Изменение свойств проппанта после кислотной обработки

Change of Proppant Properties After Acid Treatment

© В.П. МИГАЛЬ, В.В. СКУРИХИН, ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров» (ОАО «БКО»)

© V.P. MIGAL, V.V. SKURIKHIN, Borovichi Refractories Plant

ВВЕДЕНИЕ

При бурении и эксплуатации скважины проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), в том числе закрепленных проппантом трещин после ГРП, снижается вследствие загрязнения ее буровым раствором в процессе бурения, наплыва мелких частиц породы и мехпримесей, выпадения солей из пластовой жидкости, присутствия остатков неразрушенного брейком геля и т.д. В этом случае для повышения проводимости ПЗП часто применяются кислотные обработки, растворяющие загрязнения. Существует множество технологий и специальных реагентов, позволяющих вести обработку осмысленно и добиваться высокой эффективности, среди которых самоотклоняющиеся кислотные системы, специальные добавки для снижения обводненности продукции, растворители буровых растворов, технологии кислотной обработки с помощью колтюбинга и т.д. [1–3]. В связи с этим большое значение приобретает кислотоустойчивость проппантов. В настоящей статье приведены результаты исследования влияния кислотной обработки на важнейшие эксплуатационные свойства проппантов.

Для исследования были взяты три образца проппантов фракции 16/30 различных производителей. Основные свойства проппантов сравнимы и приведены в таблице 1. При этом образец №2 показал лучшее сопротивление раздавливанию, у образцов №1 и 3 она сравнима, образец №3 – минимальную насыпную плотность и худшую растворимость в кислотах, у образцов №1 и 2 они сравнимы.

INTRODUCTION

During drilling and operation of a well the permeability of the bottomhole formation zone, including that of hydraulic fractures fixed with proppant, declines due to its contamination with the drilling mud during drilling process, inflow of small rock particles and solids, deposition of salts from formation fluids, presence of unbroken gel remains, etc. In such a case acid treatments are often used to dissolve contamination and increase the conductivity of the bottomhole formation zone. There are a lot of technologies and special agents that allow conducting wise treatment and achieving high efficiency. Such technologies and special agents include self-diverting acid systems, special additives to reduce water cut of the production, drilling mud solvents, acidizing technologies with the use of coiled tubing, etc. [1–3]. In this respect acid resistance of proppants is an important factor. This article features the results of the research into the impact of acid treatment on the main performance properties of proppants.

We studied the samples of three 16/30 fraction proppants from different manufacturers. The main properties of the studied proppants are specified in Table 1. Sample No.2 showed the best crush resistance, while this property is comparable in samples No.3 and No.1; sample No.3 showed the minimum bulk density and the worst acid solubility, while in samples No.1 and No.2 these properties are comparable.

CHANGE OF PROPPANT PROPERTIES AFTER ACID TREATMENT

Crush resistance. This is the feature of proppant strength. The impact of acids notably reduces the strength of all the tested proppants

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПРОППАНТОВ ПОСЛЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Сопротивление раздавливанию. Это характеристика прочности проппантов. Воздействие кислот заметно снижает прочность всех тестируемых составов проппантов (рисунок 1). Наименьшей абсолютной величиной снижения характеризуется образец №1, наибольшей – образец №2. Проводя корреляцию между абсолютным снижением прочности проппантов после растворимости в кислотах и показателями самой растворимости (таблица 1) можно сделать вывод, что тест проппантов на растворимость не дает объективной оценки для прогнозирования их прочности после кислотной обработки.

Проводимость и проницаемость.

Долговременную проводимость проппантов до кислотной обработки и после определяли согласно ISO 13503-5:2006. Условия испытания: песчаник из штата Огайо; испытательная жидкость – 2%-й раствор KCl; давление – 2000–10 000 фунтов на кв. дюйм с шагом в 2000 фунтов; концентрация проппанта – 2 lbf/in²; температура – 250 градусов по Фаренгейту; время выдержки – 50 ч на каждом давлении.

Анализируя данные измерений, представленные на графике (рисунок 2), видно, что проводимость проппантов после кислотной обработки заметно изменилась. Если до кислотной обработки в порядке убывания проводимости выстраивался ряд: образец №2 – образец №1 – образец №3, то после обработки образец №2 в этом ряду занял последнее место, а ряд стал выглядеть следующим образом: образец №1 – образец №3 – образец №2. При этом образец проппанта №2 испытывает значительное разрушение еще на низких давлениях 2000–4000 psi. Его проводимость составляет всего 1272 md-ft в сравнении с 15 110 md-ft до в кислотной обработки.

На уровне наиболее высоких значений проводимости и проницаемости после кислотной обработки остались проппанты

Таблица 1 – Результаты испытаний проппантов

Table 1 – Results of 16/30 fraction proppants study

Параметры Properties		Образец №1 Sample No.1	Образец №2 Sample No.2	Образец №3 Sample No.3
Сопротивление раздавливанию при давлении МПа (psi) Crush resistance at the pressure of (psi)	51,7 (7,500)	5,1%	2,6%	5,7%
	68,9 (10,000)	10,4%	6,9%	10,6%
	86,2 (12,500)	15,2%	11,7%	18,1%
	103,4 (15,000)	22,9%	16,5%	26,8%
Содержание основной фракции, % масс. Main fraction content, % mass.		99,7	98,5	99,1
Насытная плотность, г/см ³ Bulk density, lb/ft ³		1,82/113.62	1,87/116.74	1,54/96.14
Сферичность (по Крумбейну и Слоссу) Sphericity (according to Krumbein and Sloss)		0,88	0,88	0,90
Округлость (по Крумбейну и Слоссу) Roundness (according to Krumbein and Sloss)		0,85	0,89	0,87
Растворимость в смеси кислот HCl/HF Solubility in a mixture of acids HCl/HF		4,7	4,9	10,2

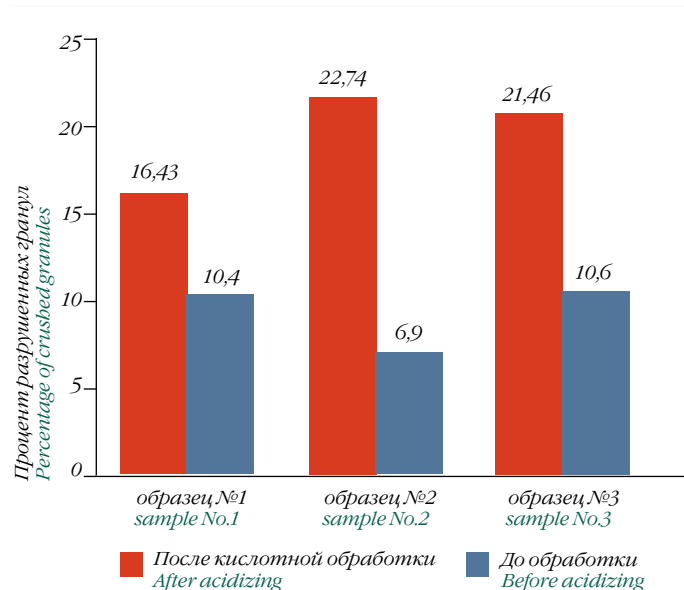


Рисунок 1 – Влияние кислотной обработки на сопротивление раздавливанию

Figure 1 – Acid treatment impact on proppant crush resistance

(Figure 1) Sample No.1 demonstrated the smallest absolute value of strength reduction, while sample No.2 – the biggest one. If we make a correlation between the absolute reduction of proppant strength after acid treatment and proppant acid solubility properties (Table 1) we can say that proppant acid solubility test does

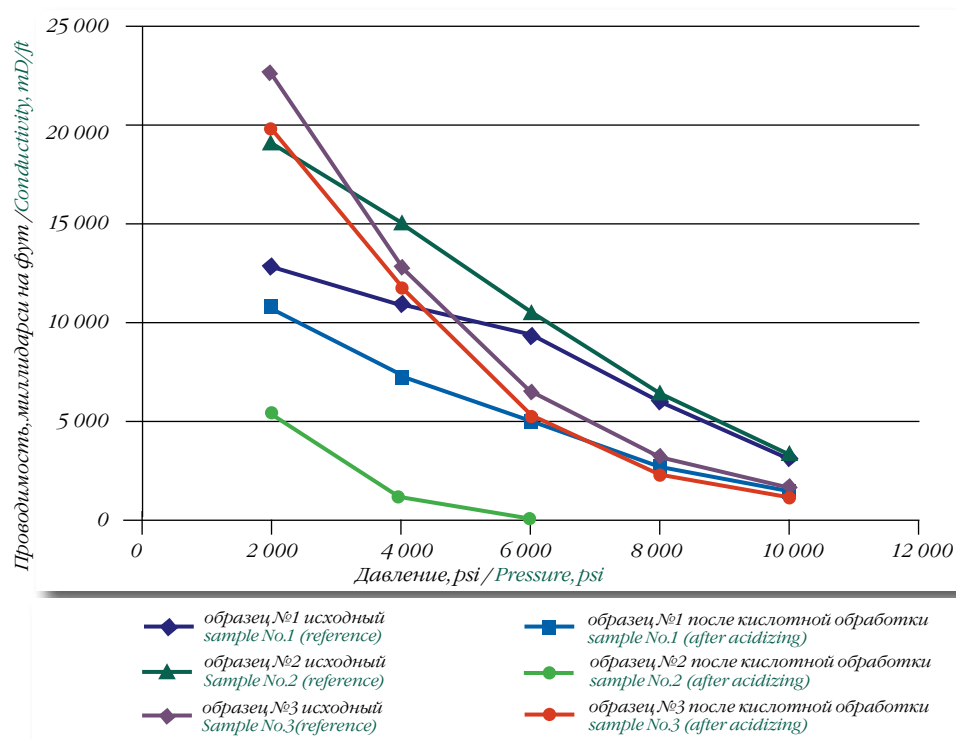


Рисунок 2 – Долговременная проводимость тестируемых проппантов до и после кислотной обработки

Figure 2 – Long-term conductivity of the tested proppants before and after acid treatment

образцов №1 и №3. Изменение их ширины слоя на этапе 4000 psi составляет 5% и 9% соответственно, а при давлении 10 000 psi – 17% и 22% соответственно. При этом проводимость и проницаемость проппантов образца №1 несколько выше, чем у образца №3. Наибольшее расхождение величиной от 438 до 1072 md-ft наблюдается в области высоких значений.

Устойчивость проппантов к длительному воздействию кислот. Определение растворимости проппантов в кислотах проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51761 с использованием смеси соляной и фтористоводородной кислот в соотношении 12:3 при температуре 65 °C с разной выдержкой 0,5–24 час¹. Результаты растворимости проппантов представлены на графике (рисунок 3).

Результаты испытания свидетельствуют о том, что разрушающему воздействию смеси кислот HF и HCl наибольшим образом подвержены проппанты образца №3 – показатель их растворимости самый высокий. Наименее растворимы проппанты образца №2. Кривая значений растворимости проппантов образца №1 на приведенном графике (рисунок 3) занимает среднее положение.

ВЫВОДЫ

Воздействие кислот на проппанты приводит к изменению основных свойств и, соответственно,

not provide us with objective estimation to predict proppant strength after acid treatment.

Conductivity and permeability. Long-term proppant conductivity before acid treatment and after the treatment was defined according to ISO 13503-5:2006. Test conditions: sandstone from Ohio state; test fluid – 2% KCL solution; pressure – 2,000–10,000 pounds per square inch in increments of 2,000 pounds; proppant concentration – 2 lbf/in²; temperature – 250 degrees Fahrenheit; holding time – 50 hours at each pressure.

If we analyze the data presented in the graph (Figure 2), we will see that proppant conductivity notably changed after acid treatment.

Before the acid treatment the proppant samples could be placed

in the following sequence (in the order of conductivity decreasing): sample No.2 – sample No. 1 – sample No. 3. But after the treatment sample No.2 went to the last place in a row: sample No.1 – sample No.3 – sample No.2. In addition, sample No.2 heavily crushes even at lower pressures of 2,000–4,000 psi. Its conductivity is only 1,272 md-ft in comparison with 15,110 md-ft before the acid treatment.

Proppants No.1 and No.3 retained higher values of conductivity and permeability after acid treatment. At the pressure of 4,000 psi their layer width changed by 5% and 9% respectively and at the pressure of 10,000 it changed by 17% and 22% respectively. At the same time sample No.1 showed a slightly higher conductivity and permeability than sample No.3. The biggest difference from 438 to 1,072 md-ft was seen in the area of high values.

Proppant resistance to long-term exposure to acids. Proppant acid solubility test was conducted in accordance with GOST R 51761. The mixture of hydrochloric and fluorhydric acid in the ratio of 12 to 3 was used at the temperature of 65 °C with different holding times (0,5–24 hours¹). The results of proppant acid solubility test are specified in the graph (Figure 3).

Test results show that sample No.3 is most susceptible to destructive effect of the mixture of HF and HCl

¹ Используются: соляная кислота по ГОСТ 3118, фтористоводородная кислота по ГОСТ 10484. Рабочий раствор смеси соляной и фтористоводородной кислот с массовым соотношением 4:1 готовят следующим образом: в мерную емкость наливают 500 см³ дистиллированной воды, добавляют 54 см³ концентрированной (45%) фтористоводородной кислоты и 293 см³ концентрированной (37%) соляной кислоты. Доводят объем до 1000 см³ дистиллированной водой и тщательно перемешивают.

служебных характеристик.

Приведенные данные наглядно демонстрирует вероятность того, что качественные, занимающие основные лидирующие позиции по ряду начальных характеристик проппанты (образец №2) при использовании их в условиях службы, отличающихся применением кислотных реагентов, могут оказаться малоэффективными из-за явного снижения механической прочности и проводимости. В то же время проппанты (образец №1), обладающие средними физико-механическими показателями, оказываются более устойчивыми к воздействию кислотного фактора и способны сохранять свои коллекторские свойства в условиях средних давлений на протяжении длительного времени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объективная оценка проппанта должна основываться на данных дополнительных исследований и испытаний, в число которых необходимо включить оценку состава, структуры, гидродинамических фильтрационных характеристик. Это следует учитывать нефтяным и сервисным компаниям при отборе кандидатов на поставку проппантов для проведения ГРП. Специалисты ОАО «БКО», располагая соответствующей исследовательской аппаратурой, готовы оказать услуги по проведению комплексных тестовых испытаний проппантов. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Применение комбинированной технологии обработки скважин композицией на основе соляной кислоты и реагента ПАК / А. Д. Медведев, С. С. Сабитов, С. Я. Садивский // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 94–95.
2. Нефёдов, Н. В. Интенсификация добычи нефти методом обработки призабойной зоны кислотной микроэмульсией / Н. В. Нефёдов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 58–61.
3. Вопросы, возникающие при обработках добывающих и нагнетательных скважин кислотными композициями семейства «Химеко ТК», а также растворами кислот и солей с добавками реагента «Нефтенол К» / М. А. Силин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 9. – С. 44–46.

¹ Hydrochloric acid according to GOST 3118 and fluorhydric acid according to GOST 10484 were used. The working mixture of hydrochloric and fluorhydric acids with 4 to 1 mass ratio is prepared in the following way: we pour 0.01766 ft³ of distilled water into a gauging container, then we add 0.001907 ft³ of concentrated (45%) fluorhydric acid and 0.01035 ft³ of concentrated (37%) hydrochloric acid. Then we dilute the solution to the volume of 0.03531 ft³ with distilled water and mix it thoroughly.

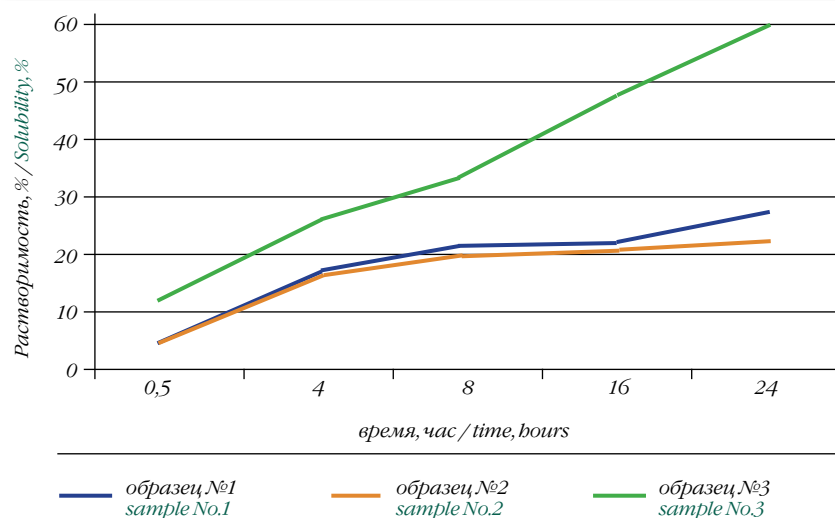


Рисунок 3 – Графики растворимости тестируемых проппантов в кислотах с течением времени
Figure 3 – Acid solubility of proppants with time

acids – this sample showed the highest solubility. Sample No.2 is the least soluble one. Acid solubility curve of sample No.1 is in the middle of the graph (Figure 3).

SUMMARY

Proppants exposure to acids leads to the change of the proppants' main properties, and, consequently, their performance.

The study data show that high-quality proppants with one of the best initial properties (sample No.2) when exposed to acid environment can become inefficient due to the apparent reduction of mechanical strength and conductivity. At the same time some proppants (sample No.1) with average physical and mechanical properties tend to be more acid-resistant and are able to retain their porosity and permeability properties under average pressures for a long period of time.

CONCLUSION

The objective assessment of proppants shall be based on the results of additional researches and tests, including assessment of composition, structure, hydrodynamic filtration characteristics. All these factors shall be taken into account by oil and service companies when choosing proppant vendors. Specialists of Borovichi Refractories Plant, having at their disposal all the necessary research equipment, are ready to conduct integrated proppant tests and researches. ☉

БИОПОЛИМЕРНЫЙ ВЫСОКОИНГИБИРУЮЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

BIOPOLYMER NON-DISPERSING DRILLING MUD FOR CONSTRUCTION OF DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS

А.Я. ТРЕТЬЯК, Ю.М. РЫБАЛЬЧЕНКО, М.Л. БУРДА, С.А. ОНОФРИЕНКО,
Южно-Российский государственный технический университет (ЮРГТУ (НПИ))

A.Y. TRETYAK, U.M. RYBALCHENKO, M.L. BURDA, S.A. ONOFRIENKO,
South-Russian State Technical University (SRSTU (NPI))

Успешное углубление наклонно-направленных и горизонтальных скважин с интервалами пластичных неустойчивых глин определяется составом и свойствами бурового раствора, применяемого для промывки. Последние годы характеризуются активными исследованиями по разработке и созданию новых систем промывочных жидкостей, которые могут обеспечивать требуемые технологические свойства при бурении пластичных и набухающих глинистых пород. Однако нарушения устойчивости горизонтальных стволов в осложненных условиях в результате наступления предельного состояния в породах пристволенной зоны не преодолены. Особенно остро проблема устойчивости ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных геологических условиях.

Производственный опыт при бурении пластичных глин на Прибрежной площади Краснодарского края, в Ростовской области и других регионах, показывает, что до настоящего времени не разработан оптимальный состав бурового раствора для проходки скважин, особенно наклонно-направленных и горизонтальных. Большое количество в общем балансе времени затрачивается на борьбу с геологическими осложнениями (образование осыпей, обвалов, желобов, течение пластичных глин, сальникообразование, прихваты). Применение безглинистых полимерных ингибированных буровых растворов не дает положительных результатов при сдерживании процесса разупрочнения глин, а также не позволяет полностью выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтальной частей ствола скважины. На Прибрежной площади используется алюмокалиевый буровой раствор, а также зарубежные системы растворов DURATHERM, SILDRIL, MI-SWAGO, BAKER-HUGHES, однако течение глин и нарушения шламового режима не преодолены.

Улучшить качество раствора можно за счет повышения его крепящего действия при введении в раствор нескольких реагентов со свойствами ингибиторов набухания глин и концентрации внимания на обеспечение высокой выносящей (или транспортирующей) способности промывочной

Successful deepening of directional and horizontal wells with intervals consisting of plastic unstable clays depends on the composition and properties of drilling mud, which is used for well cleanout. In the recent years there were lots of research activities focused on the development and creation of new mud systems that provide required technological properties during the process of drilling of plastic and swelling clays. However, the problem of instability of horizontal wells in abnormal conditions, which is caused by the attainment of the limit state of near-wellbore layers, hasn't been solved. This problem is typical for those regions, where drilling operations are performed in severe geological conditions.

Field experience obtained during the process of drilling of plastic clays on the coastal area of Krasnodar Territory, in Rostov and other regions, shows that still there is no optimum composition of drilling muds to be used in directional and horizontal wells. A large amount of time is used for dealing with geological complications (formation of debris, rock failures and launders, flows of plastic clays, packing, freezing of drilling equipment). Application of clayless polymer non-dispersing drilling muds doesn't yield favorable results during the inhibition of clays softening process. They also do not allow to completely carry up drilled cuttings from deviated and horizontal parts of well. On the coastal area we used alumina-potash drilling mud, as well as foreign mud systems, such as «DURATHERM», «SILDRIL», «MI-SWAGO», «BAKER-HUGHES». These muds weren't able to overcome such problems as the flow of clays and violation of slurry cycle.

In order to improve the properties of a drilling mud one can increase its strengthening abilities by adding several chemicals, which possess the properties of clay swelling inhibitors, and focusing on the high cutting-carrying (transport) capacity of a drilling mud. When drilling directional

жидкости. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин требования к основным функциям процесса промывки становятся жестче, чем при проводке обычных вертикальных скважин. Технологический уровень наклонно-направленного и горизонтального бурения нефтяных и газовых скважин неразрывно связан с совершенствованием систем буровых растворов, новыми подходами к качественному вскрытию продуктивных пластов.

Основными проблемами промывки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин являются:

- низкая степень очистки ствола скважины от влияния таких факторов, как эксцентричное расположение бурильной колонны (негативное влияние вихрей Куэтта-Тэйкора при ее вращении), «дюнообразование» и движение шламовых «дюн» против направления потока бурового раствора, эффект Бойкотта (ускорение осаждения шлама в наклонных участках ствола), кривизна ствола при величинах зенитных углов $\alpha = 35-55^\circ$, кольцевое пространство которого наиболее трудно очищается от шлама;
- обеспечение устойчивости пород, связанной как с величиной зенитного угла ствола, так и с его ориентацией относительно горизонтальных напряжений в массиве горных пород;
- повышение эффективности доведения до забоя скважины, фактически создаваемой нагрузки на долото, зависящей от сил сопротивления подачи бурильной колонны и КНБК;
- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта за счет «предотвращения» проникновения в него твердой фазы раствора и фильтрата, обеспечение физико-химической совместимости фильтрата с породой и насыщающими пласт флюидами.
- жесточайшие требования к смазывающим и ингибирующим свойствам бурового раствора.

На кафедре «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГТУ (НПИ) разработан биополимерный высокоингибирующий буровой раствор (БВБР) с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными, энергосберегающими и природоохранными свойствами. Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами: KCl, ацетат калия, ПАЦ-В, ксантановый биополимер, заключающееся в том, что предлагаемые компоненты взаимно дополняют и усиливают ингибирующее действие раствора.

В механизме синергетического эффекта ингибирующего действия подтверждена составляющая доля каждого реагента:

1. Хлорид калия (KCl), являясь основным поставщиком катиона K^+ , играет определяющую роль в обеспечении ингибирующего действия БВБР. В силу размеров ионного радиуса катионы калия могут входить в

and horizontal wells requirements for the main functions of cleanout process become more stringent in comparison with the case of vertical wells drilling. Technological level of directional and horizontal drilling of oil and gas wells is inextricably intertwined with the improvement of mud systems, new approaches for high-quality formations drilling.

The main problems that occur during the cleanout process of directional and horizontal wells are the following:

- low level of wellbore cleanout from the impact of such factors as off-center positioning of the drill string (negative impact of Couette-Taylor flows during its rotation), the so-called “dune formation” and movement of slurry “dunes” against the direction of drilling mud flow, Boycott effect (acceleration of slurry sedimentation in deviated sections), well curvature at zenith angles $\alpha = 35-55^\circ$, annular space of which is very hard to clean from slurry;
- provision of rocks stability that is connected with both wellbore zenith angle magnitude and the orientation of wellbore with respect to horizontal strains in rock mass;
- increase of drilling efficiency and actual weight on bit that depends on the friction between the drill string (BHA) and wellbore walls;
- maximum possible preservation of porosity and permeability properties of formation by means of exclusion of mud solid phase and filtrate penetration into formation, provision of physical-chemical compatibility of filtrate with rocks and fluids that saturate formation;
- severe requirements for lubricating and inhibitory properties of drill mud.

At the department “Geophysics and drilling of oil and gas wells” of SRSTU (NPI) we developed a biopolymer non-dispersing drilling mud (BNDDM) that has improved structure rheological, fluid-loss, energy-saving and nature protection properties. There is an experimental demonstration of synergetic effect after the complex treatment of drilling mud with several chemicals: KCl, potassium acetate, PAC-V, xanthan biopolymer. The synergetic effect appears due to the fact that suggested components complement each other and enhance inhibitive effect of a drill mud.

In the mechanism of synergetic effect of inhibiting action each chemical is confirmed to account for its own proportion:

1. Potassium chloride (KCl) is one of the main supplier of cation K^+ and plays a defining role in providing of BNDDM inhibitive action. Due to the radius of potassium cations they can be introduced into the openings between the packages of crystalline surface of clay matter.

межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно сращивая их пакеты. Имея одно из наименьших значений энергии гидратации катионов, K^+ способствует межслойной дегидратации глинистых пород, соприкосновению слоев и образованию плотной структуры с низкой или практически необменной емкостью и слабой гидрофильностью. Одновременно данный ингибитор гидратации глинистых частиц используются для регулирования плотности безглинистого раствора.

2. Ацетат калия (CH_3COOK) дополняет крепящее действие хлорида калия влиянием на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина-жидкость, способствуя уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины, сложенного глинистыми породами.
3. Полианионная калиевая целлюлоза (ПАЦ-В) обеспечивает как ионообменный механизм (до 25% ионов калия в ее составе), так и неионную составляющую ингибирования.
4. Ксантановый биополимер, микробный полисахарид, продуцированный штаммом бактерий *Xanthomonas campestris*, используется в качестве структурообразователя (загустителя и стабилизатора) в широком диапазоне концентраций и типов рассолов. Кроме этого, его назначение – реагент для поддержания во взвешенном состоянии твердых частиц и утяжелителя. При небольшой концентрации биополимера создается дисперсия, обладающая псевдопластичностью и аномалией вязкости, при высоких скоростях сдвига (деформации) вязкость таких систем приближается к вязкости воды. Введение биополимерного реагента улучшает не только реологические, но также фильтрационные и ингибирующие свойства промывочной жидкости, что создает условия для повышения устойчивости ствола, минимизации кольматационного повреждения нефтеносных коллекторов и качественной гидравлической связи последних при вторичном вскрытии.

Таким образом, химические реагенты, входящие в состав предлагаемого БВБР, создают достаточно сложный синергетический эффект, исследуя который необходимо отметить:

1. Совмещение и взаимное дополнение ингибирующего характера добавок.
2. Взаимное усиление способности реагентов обеспечивать устойчивость к увлажнению глин.
3. Сочетание ингибирующего и стабилизирующего характера добавок.
4. Гидрофобизирующая способность фильтрата за счет синергетического усиления экранирующего действия раствора.
5. Эффективность крепящего действия реагентов одновременно по всем критериям на разных участках ствола скважины.

Кроме того, компонентный состав БВБР обладает

This joins the packages strongly. Having one of the lowest values of cations hydration energy, K^+ facilitates interlayer dehydration of clay matter, junction of the layers and formation of dense structure with low and almost fixed volume and slight hydrophilic behavior. At the same time this inhibitor of clay particles hydration is used for regulation of clayless mud density.

2. Potassium acetate (CH_3COOK) complements strengthening action of potassium chloride by means of affecting the magnitude of structure absorption deformation in clay-fluid system, lowers the content of swelling fluid in hydrated clay and stabilizes the wellbore folded by clay rocks.
3. Polyanionic potassium cellulose (PAC-V) provides both ion-exchange mechanism (up to 25% of potassium ions can be found in its composition) and nonionic component of inhibition.
4. Xanthan biopolymer is a bacterial polysaccharide, which is yielded by a variety of bacteria *Xanthomonas campestris*, is used as a builder (viscosifier and stabilizer) in a wide spectrum of concentrations and types of brines. Besides this, its function is to keep solid particles and heavier in suspension state. When the concentration of biopolymer is low it creates dispersion, which has pseudoplasticity and anomalous viscosity (viscosity of such systems verge towards the viscosity of water at high mud shear rates (deformation)). Introduction of biopolymer reagent improves not only rheological, but also filtering and inhibiting properties of drilling mud. As a result it creates conditions for increasing of wellbore stability, minimization of mudding damage of oil bearing formations and creation of high-quality hydraulic connection of the latter during completion.

Thus chemicals, which form a part of suggested BNDDM, create rather complicated synergetic effect. When investigating this effect one should note that:

1. There is a mixing and complementation of inhibitive characters of additives.
2. There is a reciprocal gain in chemicals' abilities to provide clay watering resistance.
3. There is a combination of inhibitive and stabilizing character of additives.
4. There is a water-repellent ability of filtrate due to synergetic enhancement of mud screening effect.
5. Strengthening effect of chemicals is simultaneously effective for all criteria in different sections of wellbore.

Besides, volume components of BNDDM have

достаточной экологической безопасностью. Рассматривая роль остальных второстепенных добавок (смазывающих и пеногасителей) и учитывая их сравнительно малое содержание, на первое место выступает синергетическое и ингибирующее действие. Сочетание именно этих четырех основных компонентов- ингибиторов, а также дополнительных реагентов представляет наиболее эффективную и синергетически выгодную комбинацию. Для доказательства синергетического эффекта предлагаемого состава провели исследования и выполнили лабораторные опыты по испытанию ингибирующих компонентов на фильтрацию через эталонную глинистую корку. Результаты экспериментальных работ приведены в таблице 1.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Скорость фильтрации водного раствора реагентов через корку уменьшается по мере их последовательного ввода: одного, совместно двух и трех в различных сочетаниях и совместно четырех одновременно компонентов.
2. Минимальная скорость фильтрации достигается при совместном введении всех четырех ингибирующих компонентов БВБР. Снижение скорости составляет от 40 до 60%.
3. Экспериментально подтверждается синергетический

sufficient environmental safety. Considering the role of remaining secondary additives (lubricants and antifoaming agents) and taking into account a relatively low content of them, we can state that synergetic and inhibitive effect of primary components plays the main role. Combination of this four main components is the most effective and synergetically sound one. In order to prove the synergetic effect of suggested composition we performed investigations and lab tests of inhibitive components. The tests were connected with filtration of the components through a reference clay cake. The results of experimental tests are given in Table 1.

Performed investigations allowed to draw the following conclusions:

1. Filtration rate of water solution of reagents through a cake decreases in proportion to the number of them introduced into solution: one reagent, two or three reagents in different combination and a mix of four reagents simultaneously.
2. Minimal rate of filtration is achieved when all four inhibitive components are introduced into BNDDM. The decrease of filtration rate is between 40 and 60%.

Таблица 1 – Фильтрация водных растворов ингибирующих реагентов через глинистую корку
Table 1 – Filtration of water solutions of inhibiting reagents through a clay cake

№ n/n	Сочетание реагентов Combination of reagents	Состав водного раствора Water solution composition	Фильтрация водного раствора реагентов через корку, Фрр, см ³ /30 мин Filtration of water solution of reagents through a cake, Fpp, cm ³ /30 min	Скорость фильтрации за первые 2 мин, см ³ /30 мин Filtration rate during the first 2 minutes, cm ³ /30 min	pH
1	2	3	4	5	6
1	один one	Водный раствор KCl (2%), 20 кг/м ³ Water solution of KCl (2%), 20 kg/m ³	30	5	8
2		Водный раствор ПАЦ-В (1%), 10 кг/м ³ Water solution of PAC-V (1%), 10 kg/m ³	35	7	9
3		Водный раствор ацетата калия (CH ₃ COOK) (1%), 10 кг/м ³ Water solution of potassium acetate (CH ₃ COOK) (1%), 10 kg/m ³	32	6	9
4		Водный раствор ксантанового биополимера (1%), 10 кг/м ³ Water solution of xanthan biopolymer (1%), 10 kg/m ³	30	7	11
5	два two	Водный раствор двух реагентов KCl (2%) + ПАЦ-В (1%) Water solution of two reagents: KCl (2%) + PAC-V (1%)	45	6	8
6		Водный раствор двух реагентов ацетата калия (1%) + ксантановый (1%) биополимер Water solution of two reagents potassium acetate (1%) + xanthan biopolymer (1%)	40	6	11

Окончание таблицы / Ended

7		Водный раствор KCl (2%) + ацетат калия (1%) Water solution of KCl (2%) + potassium acetate (1%)	34	5	8
8		Водный раствор двух реагентов ПАЦ-В (1%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of PAC-V (1%) + xanthan biopolymer (1%)	38	7	11
9		Водный раствор двух реагентов ПАЦ-В (1%) + ацетат калия (1%) Water solution of PAC-V (1%) + potassium acetate (1%)	28	9	8,5
10		Водный раствор двух реагентов KCl (2%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of KCl (2%) + xanthan biopolymer (1%)	37	8	9
11		Водный раствор трех реагентов KCl (2%) + ПАЦ-В (1%) + ацетат калия (1%) Water solution of three reagents: KCl (2%) + PAC-V (1%) + potassium acetate (1%)	28	9	7
12	три three	Водный раствор трех реагентов KCl (2%) + ацетат калия (1%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of KCl (2%) + potassium acetate (1%) + xanthan biopolymer (1%)	25	6	8
13		Водный раствор трех реагентов KCl (2%) + ПАЦ-В (1%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of KCl (2%) + PAC-V (1%) + xanthan biopolymer (1%)	27	7	9
14		Водный раствор трех реагентов KCl (2%) + ацетат калия (1%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of KCl (2%) + potassium acetate (1%) + xanthan biopolymer (1%)	25	9	12
15	четыре four	Водный раствор смеси четырех реагентов со свойствами ингибиторов: KCl (2%) + ПАЦ-В + ацетат калия (1%) + ксантановый биополимер (1%) Water solution of four reagents with inhibitive properties: KCl (2%) + PAC-V + potassium acetate (1%) + xanthan biopolymer (1%)	25	4	9

эффект действия компонентов БВБР: комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.

4. Изучена технологическая возможность использования раствора для бурения пластичных глин, определено процентное содержание реагентов, входящих в его состав. Установлен оптимальный состав нового раствора. Предлагаемый раствор агрегативно и кинетически устойчив.

Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации БВБР от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: KCl, ацетат калия, биополимер. Кроме структурно-механических свойств исследован показатель увлажняющей способности и дана оценка антиприхватным свойствам нового состава. Получены нелинейные математические модели показателей свойств с помощью компьютерной программы «метод Брандона» в пакете Math CAD 2001. Оценена реологическая модель

3. Synergetic effect of reagents introduced into BNDDM is experimentally verified: a mix of reagent works better than each reagent separately.
4. We investigated technological opportunity of utilization of mud system for drilling plastic clays and determined percentage of reagents, which compose the mud system. We determined the optimum composition of new drilling mud. Suggested mud system is agregatively and kinetically stable.

We discovered relations between plastic viscosity, dynamic transverse strain, filtration of BNDDM and concentration of inhibitive reagents introduced into BNDDM: KCl, potassium acetate and biopolymer. In addition to structural-mechanical properties we investigated the index of moisture capacity and estimated anti-sticking properties of new composition. We constructed nonlinear

предлагаемого раствора и установлена совокупность математических моделей БВБР с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами. Характер поведения БВБР описывается степенной моделью Оствальда-де Ваале, т.е. предлагаемый раствор обладает псевдопластичными реологическими свойствами. Для псевдопластичных жидкостей характерно снижение вязкости с увеличением скорости сдвига, что объясняется выравниванием несимметричных твердых частиц суспензий и разворачиванием цепей полимеров таким образом, что течению оказывается минимальное сопротивление. Это безглинистые, с минимальным содержанием твердой фазы (выбуренной породы) солевые биополимерные системы, которые удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к промысловым жидкостям для бурения горизонтальных стволов скважин. Они обладают высокой стабильностью реологических и фильтрационных свойств, улучшенными смазывающими характеристиками, максимально защищают призабойную зону пласта (ПЗП), позволяя минимизировать проникновение твердой фазы и фильтрата в пласт, а также ингибировать набухание глин и обеспечивать устойчивость горизонтальных стволов в осложненных условиях залегания продуктивных пластов. Кроме того, данные системы, обладая высокой вязкостью при низких скоростях сдвига, обеспечивают уникальную удерживающую и выносящую способность шлама в горизонтальном и наклонном стволе скважины. Применение специально подобранного по фракционному составу кольматанта в данных системах позволяет свести к минимуму проникновение фильтрата в высокопроницаемых коллекторах. За счет использования данных буровых растворов в процессе вскрытия коллекторов достигается максимальное сохранение проницаемости продуктивных пластов и повышение продуктивности скважин.

Ксантановые биополимеры (*Xanthomonas campestris* – XC) при высоких скоростях сдвига имеют очень низкую эффективную вязкость. Их вязкость приближается к вязкости воды при скоростях сдвига буровых растворов в гидромониторных насадках долот. Полимеры XC имеют чрезвычайно высокую эффективную вязкость при низких скоростях сдвига в затрубном пространстве, на виброситах и желобах. Высокая вязкость при небольшой плотности делает биополимеры XC незаменимыми при бурении скважин с большим углом искривления.

При бурении скважин на Прибрежной группе месторождений доказано улучшение крепящих свойств БВБР за счет синергетического эффекта действия компонентов (водоотдача снижена на 58%, а толщина фильтрационной корки – в два раза, липкость уменьшилась на 17%, а показатель увлажняющей способности снижен в 1,6 раза). Промысловый опыт внедрения нового состава показал, что реологические показатели БВБР способствуют улучшению состояния наклонно-направленного ствола скважин, эффективному выполнению гидравлической программы бурения

mathematic models of reagents' properties with the help of computer program "Brandon method" in MathCAD 2001 package. There was also estimated a rheological model of suggested mud system and constructed a set of mathematical models of BNDDM with improved structure-rheological, filtering and frictional properties. Behavior pattern of BNDDM is described by a power law Ostwald-de Waale model, i.e. suggested solution has pseudoplastic rheological properties. Pseudoplastic fluids are characterized by the fact that their viscosity decreases with the increase of shear rate that can be explained by smoothing of asymmetric solid particles in suspension and by unfolding of polymer chains in such a way that the flow meets minimal resistance. These are clayless salt biopolymer systems with minimal content of solid phase (debris), which satisfy all demands placed on drilling muds that are used for horizontal drilling. They have high stability of rheological and filtering properties, improved lubricating characteristics. These fluids maximally protect bottomhole formation zone (BFZ) allowing to minimize the penetration of solid phase and filtrate into formation. Also they inhibit clay swelling and provide stability of wellbore horizontal sections under abnormal conditions of formations bedding. Besides, these systems have high viscosity at low share rates and provide unique holding and cutting-carrying capacity in horizontal and deviated sections of the wellbore. Utilization of specially selected bridging agent in these systems allows to minimize penetration of filtrate into high-permeability reservoirs. Due to application of these mud systems during the process of reservoir penetration one can achieve maximal conservation of formation permeability and increase of well productivity.

Xanthan biopolymers (*Xanthomonas campestris* – XC) have very low effective viscosity at high shear rates. Their viscosity verge towards the viscosity of water at high mud shear rates in bit jet nozzles. XC polymers have extremely high effective viscosity at low shear rates in annular space, near mud screens and launders. High viscosity at low densities makes XC biopolymers unreplaceable when drilling wells with high drift angles.

During the process of wells drilling at the group of fields situated on the coastal area we verified enhancement of BNDDM strengthening properties due to the synergetic effect of additives (fluid loss was reduced by 58%, filter cake thickness decreased by 50%, adhesiveness – by 17%, moisture capacity index – by 37.5%). Field experience of new drilling mud implementation showed that rheological performance of BNDDM facilitates state improvement of deviated wellbore section

(снижение суммарных гидравлических потерь в среднем на 1,5–2,0 МПа). Таким образом, БВБР обладает улучшенными энергосберегающими свойствами. При необходимости в раствор можно вводить смазочную добавку и пеногаситель (например, ПФК-1 и «Пента-465»). Для снижения вязкости БВБР при гидратации высококоллоидальных глин промывочную жидкость обрабатывают нитрилотриметилфосфоновой кислотой (НТФ).

Научная новизна подтверждена двумя патентами на изобретение № 2255199 «Способ обработки бурового раствора и устройство для его осуществления» [5] и № 2303047 «Высокоингибированный буровой раствор» [6].

Применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные наклоннонаправленные и горизонтальные скважины на нефть, газ на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами.

Располагая полученными лабораторными результатами исследований и промысловым опытом внедрения рецептуры БВБР, были продолжены исследования на предмет установления нанотехнологической составляющей в общем механизме синергетического эффекта взаимодействия основных компонентов.

Проведенные исследования пробы фильтрата раствора на атомно-абсорбционном спектрометре «КВАНТ - 2А»: показывают, что в предлагаемом БВБР по сравнению с системами растворов DURATHERM и SIL-DRIL ионов Na^+ содержится в 1,6 раза меньше, а ионов K^+ в 3 раза больше, что является важным показателем крепящих свойств раствора.

Авторами проведены исследования пяти образцов твердой (высушенной) глинистой корки БВБР по технологии сканирующей зондовой микроскопии. Эксперименты выполнили, используя уникальную аналитическую базу центра коллективного пользования (ЦКП) «Нанотехнология» ЮРГТУ (НПИ) и применяя растровый электронный микроскоп Quanta 200 с приставкой для рентгеновского (энергодисперсионного) микроанализа EDAX Genesis. Объекты исследований (твердотельные образцы глинистой корки) подвергали увеличению от 50 до 150 000, кратного при ускоряющем напряжении (пучка первичных электронов) от 200 В до 30 кВ. Приставка обеспечивает режим вакуума: высокий вакуум (10^{-3} Па), низкий вакуум (130 Па), естественная среда. Детектируемые сигналы: вторичные электроны, обратно отраженные электроны, характеристический рентген. Для получения образцов фильтрационной корки были приготовлены 5 пробных составов БВБР, рецептура которых представлена в таблице 2.

Выполненные прецизионные методы анализа твердотельной глинистой корки позволили оптимизировать состав БВБР, который обладает более выраженной ингибирующей способностью.

Оптимальным является состав № 5, обладающий более выраженной ингибирующей способностью и крепящими свойствами. С учетом введения в раствор

и contributes to effective realization of hydraulic drilling program (reduction of total hydraulic pressure losses by an average of 217–290 psi). Thus, BNDDM has improved energy-saving properties. If needed, one can add lubricant or antifoaming agent (for example, PFK-1 and Penta-465) into the drilling mud. In order to decrease viscosity of BNDDM during hydration of highly colloidal clays one need to treat mud system with nitrilotrimethylphosphonic acid (NTP).

Scientific novelty is confirmed by two patents for invention: №2255199 “Method of drilling mud treatment and device for its realization” [5] and №2303047 “Highly inhibited drilling mud”. [6].

Application of this drilling mud allows to successfully construct directional and horizontal oil and gas wells in formations composed of unstable high plasticity clays and self-dispersing shales.

After obtaining of lab results and field experience of BNDDM implementation we continued our investigation. New stage of research program was connected with determination of nanotechnological component in the whole mechanism of synergetic effect of the main components.

Investigations of mud filter cake sample that were performed with the help of atomic absorption spectrometer KVANT – 2A show that suggested BNDDM has 1.6 times less Na^+ ions and 3 times more K^+ ions in comparison with such mud systems as DURATHERM and SIL-DRIL. This is a very important mark of strengthening properties of a drill mud.

Authors performed investigations of five samples of solid (dried) BNDDM clay cake using the technology of scanning probe microscopy. These experiments were performed with the help of unique analytic database of multiuser centre (MUC) “Nanotechnology” of SRSTU (NPI) and scanning electron microscope Quanta 200 with an add-on for X-ray (energy-dispersive) microanalysis EDAX Genesis. Subjects of research (solid samples of clay cake) were observed at 50x–150 000x zoom and accelerating voltage (of primary electron beam) between 200 V and 30 kV. Add-on provides the following vacuum states: fine vacuum (psi), partial vacuum (0.02 psi) and natural environment. Detectable signals: secondary and reflected back electrons, characteristic X-radiation. In order to obtain filter cake samples we prepared 5 testing compositions of BNDDM, formulae of which are presented in Table 2.

Precision methods of solid clay cake analysis allowed to optimize composition of BNDDM, which has more evident inhibiting capabilities.

Composition №5 is optimal. It has more evident inhibiting capabilities and strengthening properties.

Таблица 2 – Пробные составы биополимерного высокоингибирующего бурового раствора
Table 2 – Testing compositions of biopolymer non-dispersing drilling mud

№ состава n/n Composition number	Основные химические реагенты Main chemicals	Концентрация, кг/м³ Concentration, kg/m³	Параметры БВБР BNDDM parameters	Функция реагента Function of the chemical
Состав 1 Composition 1	Хлорид калия KCl Potassium chloride KCl	25	$\rho - 1080 \text{ кг/м}^3$ $T - 27 \text{ c}$ $B - 6 \text{ см}^3 / \text{за } 30 \text{ мин}$ $\rho - 1080 \text{ kg/m}^3$ $T - 27 \text{ s}$ $B - 6 \text{ cm}^3 / \text{per } 30 \text{ min}$	Определяющая роль в ингибирующем действии Defining role in the inhibiting effect
	Ацетат калия $\text{CH}_3 \text{ COOK}$ Potassium acetate $\text{CH}_3 \text{ COOK}$	15		Дополняет крепящее действие KCl Amplifies strenghtbening effect of KCl
	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В Polyanionic cellulose PAC-V	20		Обеспечивает ионное и не ионное (полимерное) ингибирование Provides ionic and non-ionic (polymeric) inhibition
	Ксантановый биополимер Xanthan biopolymer	2		Загуститель рассолов (структурообразователь). Brine thickener (builder)
Состав 2 Composition 2	Хлорид калия KCl Potassium chloride KCl	30	$\rho - 1100 \text{ кг/м}^3$ $T - 30 \text{ c}$ $B - 5 \text{ см}^3 / \text{за } 30 \text{ мин}$ $\rho - 1100 \text{ kg/m}^3$ $T - 30 \text{ s}$ $B - 5 \text{ cm}^3 / \text{per } 30 \text{ min}$	Определяющая роль в ингибирующем действии Defining role in the inhibiting effect
	Ацетат калия $\text{CH}_3 \text{ COOK}$ Potassium acetate $\text{CH}_3 \text{ COOK}$	12		Дополняет крепящее действие KCl Amplifies strenghtbening effect of KCl
	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В Polyanionic cellulose PAC-V	15		Обеспечивает ионное и не ионное (полимерное) ингибирование Provides ionic and non-ionic (polymeric) inhibition
	Ксантановый биополимер Xanthan biopolymer	3		Загуститель рассолов (структурообразователь) Brine thickener (builder)
Состав 3 Composition 3	Хлорид калия KCl Potassium chloride KCl	20	$\rho - 1060 \text{ кг/м}^3$ $T - 24 \text{ c}$ $B - 6 \text{ см}^3 / \text{за } 30 \text{ мин}$ $\rho - 1060 \text{ kg/m}^3$ $T - 24 \text{ s}$ $B - 6 \text{ cm}^3 / \text{per } 30 \text{ min}$	Определяющая роль ингибирующим действии Defining role in the inhibiting effect
	Ацетат калия $\text{CH}_3 \text{ COOK}$ Potassium acetate $\text{CH}_3 \text{ COOK}$	20		Дополняет крепящее действие KCl Amplifies strenghtbening effect of KCl
	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В Polyanionic cellulose PAC-V	15		Обеспечивает ионное и не ионное (полимерное) ингибирование Provides ionic and non-ionic (polymeric) inhibition
	Ксантановый биополимер Xanthan biopolymer	4		Загуститель рассолов (структурообразователь) Brine thickener (builder)
Состав 4 Composition 4	Хлорид калия KCl Potassium chloride KCl	10	$\rho - 1050 \text{ кг/м}^3$ $T - 25 \text{ c}$ $B - 6 \text{ см}^3 / \text{за } 30 \text{ мин}$ $\rho - 1050 \text{ kg/m}^3$ $T - 25 \text{ s}$ $B - 6 \text{ cm}^3 / \text{per } 30 \text{ min}$	Определяющая роль в ингибирующем действии Defining role in the inhibiting effect
	Ацетат калия $\text{CH}_3 \text{ COOK}$ Potassium acetate $\text{CH}_3 \text{ COOK}$	18		Дополняет крепящее действие KCl Amplifies strenghtbening effect of KCl
	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В Polyanionic cellulose PAC-V	20		Обеспечивает ионное и не ионное (полимерное) ингибирование Provides ionic and non-ionic (polymeric) inhibition
	Ксантановый биополимер Xanthan biopolymer	2		Загуститель рассолов (структурообразователь) Brine thickener (builder)

Окончание таблицы / Ended

Состав 5 Composition 5	Хлорид калия KCl Potassium chloride KCl	20	$\rho - 1060 \text{ кг/м}^3$ $T - 26 \text{ }^\circ\text{C}$ $B - 3-4 \text{ см}^3/\text{за } 30 \text{ мин}$	Определяющая роль в ингибирующем действии Defining role in the inhibiting effect
	Ацетат калия CH_3COOK Potassium acetate CH_3COOK	10		Дополняет крепящее действие KCl Amplifies strenghtbening effect of KCl
	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В Polyanionic cellulose PAC-V	14		Обеспечивает ионное и не ионное (полимерное) ингибирование Provides ionic and non-ionic (polymeric) inhibition
	Ксантановый биополимер Xanthan biopolymer	4		Загуститель рассолов (структурообразователь) Brine thickener (builder)

смазывающей добавки ПФК-1 и пеногасителя «Пента-465» параметры раствора не претерпевают значительных изменений.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов БВБР, комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.
2. Такое сочетание реагентов позволяет предлагаемому раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины.
3. Реологическая характеристика биополимерной системы раствора во всех формах циркуляционного пространства при бурении позволяет полностью выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтальной части ствола скважины и легко удалять его из раствора в системе очистки.
4. Показано, что предлагаемый БВБР обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. ☉

Taking into account lubricating additives PFK-1 and antifoaming agent Penta-465 does not change drilling mud parameters significantly.

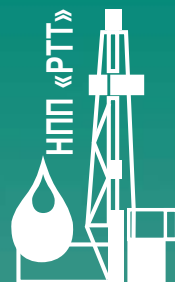
Performed investigations allowed to draw the following conclusions:

1. Synergetic effect of BNDDM components is experimentally verified, a mix of reagents works better than each reagent separately.
2. Such combination of reagents allows suggested drilling mud to successfully prevent, stop and suppress deformation processes in near-wellbore area.
3. Rheological characteristic of biopolymer system allows to completely carry up drill cuttings from deviated and horizontal sections of wellbore in all configurations of circulation space during the process of drilling. It also helps to remove debris from drilling mud during the process of purification.
4. It was shown that suggested BNDDM has improved lubricating and anti-sticking properties, as well as significant energy-saving capabilities and high level of environmental safety of all additives. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Новиков, В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
2. Рябоконь, С. А. Выбор бурового раствора и проектирование его свойств / С. А. Рябоконь [и др.] // Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». Основные принципы выбора технологии, технологических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин. Краснодар. – 2002. – №7. С. 3–14
3. Рыбальченко, Ю. М. Управление реологическими свойствами буровых растворов и опыт применения высокоингибирующего полимерглинистого раствора. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. / Ю. М. Рыбальченко [и др.]. – 2009. – №7. С. 20–23.
4. Третьяк, А. Я. Ранжирование факторов влияния реагентов и их сочетания на реологические свойства бурового раствора методом случайного баланса / А. Я. Третьяк [и др.] // Интервал. – 2007. – №4. С. 50–53.
5. Патент 2255199 РФ, МПК Е 21 В24/06. Способ обработки бурового раствора и устройство для его осуществления / А. Я. Третьяк, В. Ф. Чихоткин, П. А. Павлунишин, Ю. М. Рыбальченко, А. А. Мельников, А. С. Коваленко, А. В. Чикин. Заявл. 08.07.03, заявка №2003121058; Бюл. №18, 2005.
6. Патент 2303047 РФ, МПК С09 К8/20.-№2006116111/03. Высокоингибированный буровой раствор / А. Я. Третьяк, В. А. Мнацаканов, В. С. Зарецкий, С. А. Шаманов, П. А. Фролов, В. Ф. Чихоткин, Ю. М. Рыбальченко. Заявл. 10.05.2006; Оpubл. 20.07.2007, Бюл. №30.

ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»



**ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ
ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ
С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ:**

- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- Яссы механические и гидравлические
- Штанги грузовые
- Комплект инструмента для подъема аварийной трубы
- Клапаны циркуляционные
- Специальный инструмент

**РАЗМЕРНЫЙ РЯД
ИНСТРУМЕНТА
ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ
ВСЕ СПЕКТР
РЕМОНТНЫХ РАБОТ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**



Научно-образовательный центр «Промысловая химия» Centre for Research and Education "Oilfield Chemistry"

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, Е.Г. ГАЕВОЙ, М.В. ТРОФИМОВА, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
M.A. SILIN, L.A. MAGADOVA, L.F. DAVLETSHINA, E.G. GAEVOY, M.V. TROFIMOVA, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Для решения научных задач, связанных с применением химических реагентов и технологий на их основе в процессах нефтегазодобычи, в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина решением ученого совета в 2010 году создан Научно-образовательный центр (НОЦ) «Промысловая химия». В состав центра вошли ведущие специалисты кафедр технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности; органической химии и химии нефти; промышленной экологии, а также подразделения Института промысловой химии (ИПХ: 2001-2010) и вновь организованные лаборатории, образованные в рамках реализации программы по развитию Национального исследовательского университета: лаборатория химических реагентов для гидроразрыва пласта; лаборатория расклинивающих материалов для гидроразрыва пласта; лаборатория ПАВ и кислотных систем; лаборатория химических реагентов для ремонта скважин; лаборатория буровых растворов; лаборатория деэмульгаторов; лаборатория тяжелых нефтей; лаборатория подготовки воды; лаборатория ингибиторов коррозии; лаборатория ингибиторов парафино- и солеотложений; лаборатория моделирования пластовых процессов.

НОЦ «Промысловая химия» занимается решением следующих задач:

- привлечение интеллектуального потенциала РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина для решения различных задач в области нефтепромысловой химии;
- подготовка молодых специалистов;
- создание научно-методической и научно-технической продукции в области применения реагентов для бурения нефтяных и газовых скважин, их эксплуатации и ремонта, процессов интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта;

To solve the scientific problems connected with utilization of chemicals and technologies that are based on them in the processes of oil and gas production, the academic council of RSUOG decided to create the Centre for research and education (CRE) «Oilfield chemistry». The decision was made in 2010. The centre was formed by the leading experts of the following departments: department of organic chemistry and oil chemistry, department of industrial ecology, department of chemical technologies for oil and gas industry, as well as some subdivisions of Oilfield Chemistry Institute (OCI). Finally, the centre was completed by the laboratories, which were founded in the framework of National Research University Development Programme realization. Among them one can find the laboratory of chemicals for hydraulic fracturing (HF), the laboratory of proppant materials for HF, the laboratory of surfactants and acid systems, the laboratory of chemicals for well workover, the laboratory of drilling muds, the laboratory of demulsifying chemicals, the laboratory of low-gravity oil, the laboratory of water treatment, the laboratory of corrosion inhibitors, the laboratory of wax precipitation and scaling inhibitors and the laboratory of formation processes simulation.

CRE «Oilfield chemistry» solves the following tasks:

- attraction of RSUOG intelligent potential in order to solve various problems in the area of oilfield chemistry;
- training of young specialists;
- creation of scientific-methodological and technological products in the field of chemicals' utilization for oil and gas wells drilling, operation and workover, oil recovery enhancement and flow stimulation;
- creation of guidelines, regulations, instructions, specifications, etc.;

- создание руководящих документов, регламентов, инструкций, технических условий и т.п.;
- разработка и внедрение комплексных технологий и процессов.

С 2007 года кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности и кафедра органической химии и химии нефти оснащаются современным оборудованием в рамках реализации инновационной образовательной программы «Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности» и программы по развитию Национального исследовательского университета. На рисунке 1 представлен тензиометр SVT20, полученный кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности.



Рисунок 1 – Тензиометр SVT20
Figure 1 – Tensiometer SVT20 (Spinning drop)

Целью деятельности НОЦ «Промысловая химия» является создание единого научно-учебно-производственного комплекса, обеспечивающего учебный процесс подготовки магистров и специалистов и их научно-производственную деятельность в области нефтепромысловой химии и повышения нефтеотдачи нефтегазодобывающего предприятия, а также проведение междисциплинарных занятий, обучающих другим специальностям.

Молодые сотрудники НОЦ «Промысловая химия», студенты, магистранты и аспиранты с огромным интересом перенимают опыт профессионалов в области промысловой химии, участвуют во всех разработках.

НОЦ «Промысловая химия» полагается на большой объем работ, проведенных в свое время ИПХ совместно с ЗАО «Химеко-ГАНГ». Разработан и внедрен целый спектр новых технологий для добычи нефти и газа. Благодаря ЗАО «Химеко-ГАНГ» эти теоретические разработки получили свое внедрение на промысле многих нефтяных и газовых компаний РФ и за рубежом.

Сегодня НОЦ «Промысловая химия» развивает уже существующие технологии и занимается

- development and introduction of complex technologies and processes.

Since 2007 department of chemical technologies for oil and gas industry and department of organic chemistry and oil chemistry have been supplied by state-of-the-art equipment in the framework of National Research University Development Programme realization and implementation of innovative educational programme «Development of innovative professional skills in the new learning environment – virtual media of professional activity». Figure 1 shows tensiometer SVT20 (Spinning drop) that was constructed by the department of chemical technologies for oil and gas industry.

The main goal of CRE «Oilfield chemistry» is the creation of united scientific, training and production complex that would provide training of master's degree students and specialists, support their scientific and production activity in the area of oilfield chemistry and oil recovery enhancement, as well as would give interdisciplinary classes to teach other specialties.

Young members of CRE «Oilfield chemistry», students and Ph.D. students with great interest

новыми перспективными направлениями в области технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности.

Разработаны технологии, позволяющие перераспределять фильтрационные потоки на месторождениях с низкой проницаемостью без ущерба для баланса отбора и закачки (патент РФ № 2185504 «Гелеобразующий состав для повышения нефтеотдачи пластов», патент РФ № 2376337 «Состав для изоляции пластовых вод в высокотемпературных нефтяных и газовых скважинах»). Разработанные гелеобразующие составы в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, что позволяет им легко фильтроваться даже в низкопроницаемую пористую среду, в пластовых условиях они превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта.

Для решения проблем неравномерной выработки неоднородных пластов была разработана комплексная технология последовательной закачки различных составов, каждый из которых направленно воздействует на пропластки или пласты с определенными фильтрационно-емкостными свойствами (патент РФ № 2263773 «Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин»).

Разработана и широко применяется большая группа кислотных композиций («Химеко ТК-2», «Химеко ТК-3», «Химеко-ГК», интенсифицирующий состав «Химеко ТК-2-К» и специальных добавок к кислотам («Нефтенол К», ингибитор коррозии «ИКУ-118», стабилизатор железа «Ферикс»), которые позволяют охватить практически весь спектр геолого-физических характеристик пластов и загрязняющих отложений в призабойной зоне пласта, а также предотвратить все негативные последствия, свойственные стандартным кислотам. Это позволяет проводить эффективные кислотные обработки.

На рисунке 2 представлены результаты обработок добывающих скважин месторождений ООО «РН-Северная нефть» кислотной композицией на основе соляной кислоты с добавлением «Нефтенола К» марки «НК-ФД» в сочетании с закачкой отклонителя – углеводородного геля на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н».

Сухие кислоты и кислотные композиции (сухокислота «СК-А», модификатор «СК-А», сухокислота «СК-Б», сухокислота «СК-ТК-4») упрощают проведение обработки призабойной зоны на отдаленных и новых месторождениях, не имеющих баз хранения химических реагентов

adopt the experience of professionals in the area of oilfield chemistry and take part in all projects.

CRE «Oilfield chemistry» relies on the large amount of work that was earlier performed by OCI in partnership with ZAO Chimeko-GANG. There has been developed and implemented the whole spectrum of new technologies for oil and gas production. Owing to ZAO Chimeko-GANG these theoretical developments has been deployed in the field by many oil and gas companies in Russia and abroad.

Today CRE «Oilfield chemistry» advances the existing technologies and investigates new prospective directions in the field of chemical agents for oil and gas industry.

There have been developed technologies, which allow redistribution of filtration flows at the fields with low permeability without violation the balance between injection and recovery (patent of Russian Federation № 2185504 «Gelling agent for oil recovery enhancement», patent of Russian Federation № 2376337 «Composition for produced water isolation in high-temperature oil and gas wells»). Developed gelling agents in surface conditions correspond to low-viscous water solutions, which allow them to easily filter out even into low-permeability porous medium. In formation conditions they turn into gels. Gel formation occurs under the impact of reservoir's thermal energy.

To solve the problem of unbalanced depletion of heterogeneous strata there has been developed a complex technology of sequential injection of different compositions, each of which directionally affects alternations or reservoirs with definite porosity and permeability properties (patent of Russian Federation № 2263773 «Method of leveling the profile log of injection wells»).

A large set of acid compositions that has been developed is widely used nowadays. The set consists of acid compositions Chimeko TK-2, Chimeko TK-3, Chimeko GK, intensifying composition Chimeko TK-2-K, special additives Neftenol K, corrosion inhibitor IKU-118, sequestering agent Feriks. These chemicals allow to cover almost the whole spectrum of geological settings of formations and contaminating deposits in the bottomhole formation zone, as well as to prevent all negative consequences of standard acids utilization. All this allow to perform effective acid treatments.

Figure 2 shows the results of treatment of production wells at the fields of ООО РН-Северная нефть with acid composition on the basis of hydrochloric acid with addition of Neftenol K of NK-FD grade. Treatment was combined with injection of inclinometer – hydrocarbon gel on the basis of gelling complex Chimeko-N.

Dry acids and acid compositions (Suhokislota

и специализированной техники (кислотных агрегатов).

Современные лаборатории НОЦ «Промысловая химия» позволяют всесторонне исследовать кислоты и кислотные составы и определять межфазное натяжение на границе «кислотный состав – углеводород», растворимость породы, коррозионную активность кислотных составов, вторичное осадкообразование после нейтрализации кислоты, совместимость кислотной композиции с пластовой водой и нефтью, оценивать изменение фильтрационно-емкостных характеристик образцов кернов после закачки кислот на фильтрационной установке, моделирующей пластовые условия, а также производить выбор оптимальной рецептуры кислотного состава и методики его приготовления в промышленных условиях.

В настоящее время кислотные композиции широко применяются в ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», успешность проведения обработок добывающих скважин составляет более 80%.

В результате исследований в лаборатории НОЦ «Промысловая химия» была создана технология обработки нагнетательных скважин ОАО «Татнефть», призабойная зона пласта (ПЗП) которых загрязнена закачкой сточных вод. Технология включает обработку ПЗП кислотным раствором на основе сухокислоты «СК-ТК-4», «Нефтенала К» и ингибитора коррозии «ИКУ-118». В настоящее время эта технология широко применяется: обработано более 200 нагнетательных скважин, успешность составляет более 85%.

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что одним из наиболее эффективных методов интенсификации работы скважин является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). Высокопроводящие трещины гидроразрыва

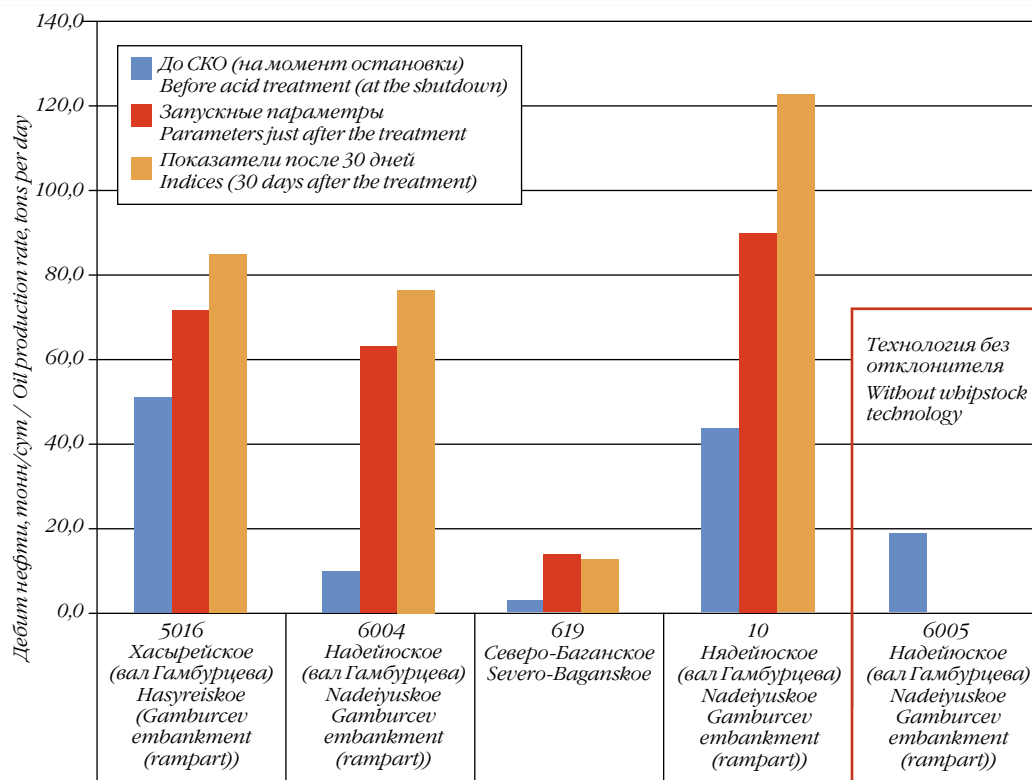


Рисунок 2 – Увеличение продуктивности скважин по нефти после проведения кислотных обработок

Figure 2 – Increase in wells productivity after performing of acid treatments

SK-A, Modifier CK-A, Suhokislota SK-B, Suhokislota SK-TK-4) facilitate performing of bottomhole zones treatment at remote and new fields that don't have their own storage bases of chemicals and special equipment (acid pumping units).

Modern laboratories of CRE «Oilfield chemistry» allow comprehensive investigation of acids and acid compositions, as well as determination of surface tension on the line between acid compositions and hydrocarbons, calculation of rock solvability, corrosiveness of acid compositions, secondary sedimentation after acid removal and compatibility of acid composition with formation water and oil. Moreover, they allow to estimate variation of porosity and permeability properties of core samples after injection of acids with the help of filtration manifold, which simulates formation conditions. It is also possible to choose the optimal formula for acid composition and method of its preparation in field conditions.

Currently acid compositions are widely used by ООО RN-Purneftegaz, ОАО Gazpromneft-Noyabyskneftegas and ОАО Surgutneftegas. The success rate of acid treatments of production wells is more than 80%.

As a result of performed investigations in the laboratory of CRE «Oilfield chemistry» there

позволяюткратноувеличитьпродуктивностьскважин.ВажнейшимфакторомуспешностипроведенияГРПявляетсякачествоприменяемыхжидкостейразрываипроппантов.ВнастоящеевремяуспешноприменяютсяразработанныевИПХиНОЦ«Промысловаяхимия»реагентыдляполучениятехнологическихжидкостейгидроразрыва на углеводородной основе – комплексы гелирующие «Химеко-Т», «Химеко-Н» и водной основе – комплекс гелирующий «Химеко-В». Все реагенты и технологии запатентованы. Нефтегазодобывающие компании заказывают лабораториям НОЦ «Промысловая химия» исследования применяющихся на их месторождениях жидкостей разрыва и проппантов с целью выявления соответствия качества используемых материалов и реагентов стандартам и ГОСТ. В настоящее время большинство лабораторий НОЦ «Промысловая химия» сертифицированы в системе ТЭКСЭРТ.

Одной из важных проблем является проведение гидравлического разрыва в пластах с наличием близко расположенных водонасыщенных пропластков. При этом в процессе образования трещины может нарушиться целостность экрана, разделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного, и за счет более высокой подвижности воды – произойти образование конуса обводненности, приводящего к обводнению продукции скважины.

Специалистами РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина была создана технология ГРП в сочетании с изоляцией водопритоков (ГРП с ИВП). При этом в процессе ГРП в скважину закачивается селективный водоизолирующий состав – гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Т». Работы по ГРП с ИВП с применением гелеобразующей жидкости на основе комплекса гелирующего «Химеко-Т» проводились сервисной компанией ОАО «СММ» в высокообводненных терригенных пластах (обводненность скважин 96–98%) на месторождении Каламкас (Республика Казахстан). Успешность проведения ГРП по 10 скважинам составила 70%. Процесс проведения гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков представлен на рисунке 3.

В НОЦ «Промысловая химия» разработана технология селективной изоляции водопритоков и ремонтно-изоляционных работ (РИР) с применением гидрофобизатора «АБР» и тампонажного раствора на углеводородной основе «БТРУО». Тампонажный раствор «БТРУО» в зависимости от вида работ может быть приготовлен с применением цементных составов «Стандарт», «Медиум» и «Микро», отличающихся

have been created a technology of treatment of OAO Tatneft injection wells, BFZ of which was contaminated by waste water injection. The technology includes treatment of BFZ with an acid composition on the basis of Suhokislota SK-TK-4, Neftenol K and corrosion inhibitor IKU-118. This technology is widely used at present time: treatment of more than 200 injection wells has been already performed. The success rate is more than 85%.

Global experience of oil production shows that one of the most effective methods of oil recovery enhancement is the method of hydraulic fracturing (HF). High-conductive fractures allow to significantly increase wells productivity. The most important factor of HF success is the quality of applied fracturing fluids and proppants. OCI and CRE «Oilfield chemistry» have developed chemical agents that are used for production of hydrocarbon-based fracturing fluids (gelling complexes Chimeko-T and Chimeko-N) and water-based fracturing fluids (gelling complex Chimeko-V). These chemicals are successfully used nowadays. All chemicals and technologies are proprietary. Oil and gas producing companies place CRE «Oilfield chemistry» different orders for investigation of fracturing fluids and proppants, which are used at their fields, for the purpose of checking the quality conformance of used materials and chemicals to Russian National Standards. Currently most of the laboratories in CRE «Oilfield chemistry» have TEKSERT certificates.

One of the main problems is to perform HF of formations with close water-saturated alterations. In this case during the process of fracture generation it is possible to break the screen, which separates hydrocarbon-bearing and water-bearing formations. Due to the higher mobility of water the formation of water cone can occur, which will lead to watering of well production.

Specialists of RSUOG have created a technology of HF performing in combination with water zones isolation (HF with WZI). This technology provides for HF and injection of selective water isolating composition – gel, which is based on gelling complex Chimeko-T. HF with WZI operations were performed by oil service company OAO SMM with application of gel-forming fluid on the basis of gelling complex Chimeko-T. Operations were performed in highly watered terrigenous formations (96–98% watering) at Kalamkas field (Republic of Kazakhstan). The success rate of HF of 10 wells was 70%. The process of HF with WZI is shown on Figure 3.

In CRE «Oilfield chemistry» there has been developed a technology of selective isolation of water zones and cement squeeze with utilization of water-repelling agent ABR and hydrocarbon-

степенью дисперсности. Так, цементный состав «Микро» имеет субмикронный размер частиц цемента (в среднем 4–7 микрон).

Самой массовой операцией с использованием химических реагентов является операция глушения скважин. Применение качественных жидкостей глушения, ингибированных для предотвращения набухания глинистых минералов, образования нерастворимых в воде солей, коррозии, образования устойчивых водонефтяных эмульсий позволяет сохранить коллекторские свойства пластов.

В ИПХ и НОЦ «Промысловая химия» разработаны комплексы растворов глушения (ПСЖГ, УТЖГ – на полисахаридной основе, ЖГ-ИЭР – на углеводородной основе), которые позволяют не только сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, но также безопасно проводить текущий и капитальный ремонт скважин, при этом значительно сокращая затраты на раствор глушения.

Начиная с 2002 года полисахаридная жидкость глушения широко применяется на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Варьганнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», TNK BP ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Оренбургнефть», ООО «Оренбурггазпром», РУП ПО «Белоруснефть» и др. На сегодняшний день проведено более 1000 операций глушения добывающих скважин с использованием полисахаридной жидкости глушения (ПСЖГ).

При глушении скважин с низким пластовым давлением необходимо, чтобы жидкость глушения обладала низкой плотностью и в то же время обеспечивала противодействие на пласт на протяжении всего ремонта.

Для решения данной проблемы разработан аэрированный гель («твердая пена»), который обладает малой плотностью и низкой фильтруемостью, что позволяет использовать

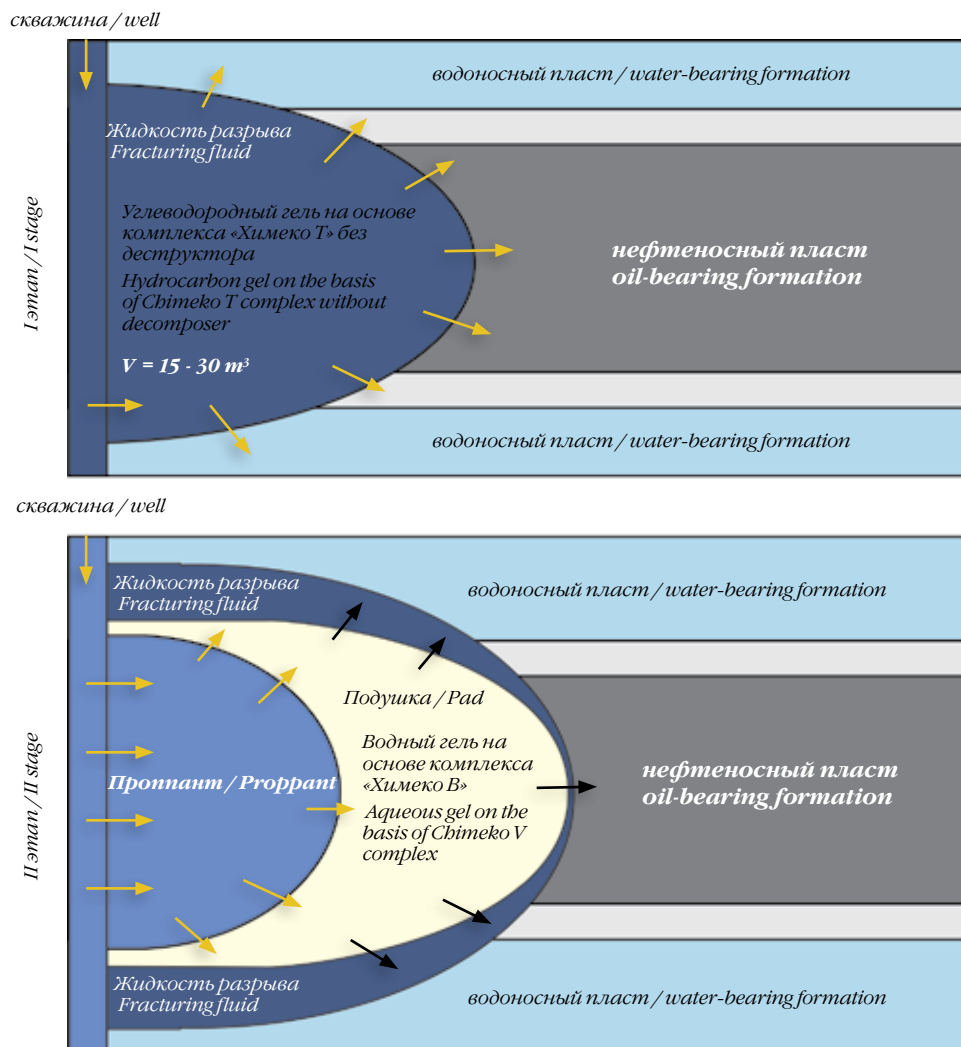


Рисунок 3 – Процесс проведения гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков
Figure 3 – The process of hydraulic fracturing in combination with water zones isolation

based cement slurry BTRUO. Depending on the type of operations, cement slurry BTRUO can be prepared with application of cement compositions CC Standard, CC Medium and CC Micro, which have different dispersion degree. For example, cement particles of CC Micro have submicron size (4-7 micron at average).

The most popular operation that needs utilization of chemicals is well killing. Application of high-quality well killing fluids, which were inhibited in order to prevent clay swelling, formation of insoluble salts, corrosion and formation of stable water-oil emulsions, allows to preserve reservoir characteristics.

Specialists of OCI and CRE «Oilfield chemistry» have developed well killing fluid complexes (polysaccharide-based PSKF and UTKF, hydrocarbon-based KF-IER), which allow not only to preserve reservoir characteristics, but also to

данный состав на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД). Промысловые испытания, проведенные по технологии глушения «твердой пеной» на газовых месторождениях ООО «Оренбурггазпром», позволили эффективно глушить скважины.

Одним из способов освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин является вытеснение скважинной жидкости раствором самогенерирующейся пенной системы (СГПС). Разработанная композиция СГПС позволяет эффективно освоить скважину без использования азотной установки. Состав и способ приготовления самогенерирующейся пенной системы запатентован (патент РФ №2250364 «Пенообразующий состав для освоения и промывки скважин и способ его применения»).

Проведение операций по удалению асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах, осложненных поглощением промывочной жидкости (нестабильный бензин, подогретая нефть, «Нефрас» и др.), не могут быть эффективны, так как значительная их часть фильтруется в пласт. К тому же из растворителей при их перенасыщении могут выпадать уже растворившиеся АСПО.

Разработанная промывочная жидкость на эмульсионно-полисахаридной основе с применением комплекса «Химеко-В», смеси ароматических углеводородов «Нефраса АК» и моющего ПАВ «Нефтенол МЛ» позволяет отмывать и эффективно удерживать АСПО в объеме даже после перенасыщения раствора, так как обладает хорошими реологическими свойствами.

Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических солей, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Накопление неорганических отложений осложняет добычу нефти, приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, к дополнительным ремонтным работам.

Основным источником выпадения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процесс отложения неорганических солей связан с перенасыщением попутной добываемой воды за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что

safely perform well maintenance and workover operations, while reducing operational expenses significantly.

Starting from 2002 polysaccharide well killing fluid is widely used at the fields of ООО RN-Purneftegas, ОАО Varjeganneft, ОАО Slavneft-Megionneftegas, TNK-BP's ОАО Samotlorneftegas and ОАО Orenburgneft, ООО Orenburggazprom, RUP PO Belorusneft and others. More than 1000 production wells killing operations with utilization of polysaccharide killing fluid (PSKF) have been performed by the present day.

When killing wells with low formation pressure it is necessary for the killing fluid to possess low density and at the same time to provide a back pressure during the whole process of well workover.

To solve this problem there has been developed an aerated gel («solid foam»), which has low density and filterability. This allows to use this composition at gas and gas-condensate fields with abnormally low formation pressure (ALFP). Field tests at the fields of ООО Orenburggasprom that were performed using the technology of «solid foam» well killing allowed to effectively kill wells.

One of the methods of gas, gas-condensate and oil wells development is the replacement of well fluid with self-generated foam system (SGFS). Prepared composition of SGFS enables effective development of well without nitrogen pumping units' utilization. Composition and method of SGFS preparation is proprietary (patent of Russian Federation № 2250364 «Foam generating composition for development and cleanout of wells and method of its application»).

Performing of asphalt, resin and paraffin deposits (ARPD) removal operations in production wells, which are complicated by the absorption of circulation fluid (unstable gasoline, hot oil, Nefras and others), is not efficient since the major part of ARPD filters into formation. Moreover, dissolvent (when supersaturated) can produce already dissolved ARPD.

Circulation fluid, which is based on polysaccharide emulsion with addition of Chimeko-B complex, the mix of aromatic hydrocarbons Nefras AK and washing surfactant Neftenol ML, has been developed. It allows to wash out and to effectively hold ARPD even after supersaturating of solution due to its good rheological properties.

The processes of oil production are accompanied by deposition of solid sediments of inorganic salts that are accumulated on wellbore and lifting pipes' walls, in pumping equipment and surface supply pipelines of oil gathering and processing systems. Accumulation of inorganic sediments complicates oil production, leads to failure of expensive equipment and unplanned shutdowns.

обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Из известных на сегодня способов борьбы с отложениями неорганических солей наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложений с применением химических реагентов – ингибиторов солеотложений.

В ИПХ и НОЦ «Промысловая химия» разработан ингибитор солеотложений «Инсан», промышленные испытания которого на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» позволили повысить среднюю наработку на отказ с 121 до 212 суток. При этом надо отметить, что применение ингибитора «Инсан» в ООО «РН-Пурнефтегаз» проводилось на месторождениях с высоким газовым фактором, в условиях, когда другие ингибиторы были просто не эффективны.

Большое количество проблем при эксплуатации добывающих скважин вызывает некачественное вскрытие пласта. НОЦ «Промысловая химия» применяет разработанный буровой раствор на углеводородной основе «РУО-ИЭР», позволяющий избежать загрязнений призабойной зоны при вскрытии пласта. «РУО-ИЭР» – это эмульсионная система, дисперсионной средой которой является дизельное топливо с добавками эмульгаторов, органофильной глины, регуляторов фильтрации и реологии, а дисперсной фазой – минерализованная вода.

В последние годы раствор «РУО-ИЭР» (ИЭР – инвертно-эмульсионный раствор на основе «Эмульгатора МР», «Нефтенала НЗб или НЗ») применялся при бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин в Западной Сибири, при вскрытии нефтяной оторочки Уренгойского газоконденсатного месторождения, продуктивных нефтяных пластов месторождений Пурпейского свода (Губкинский, Северо-Губкинский, Тарасовский, Барсуковский, Харампурский), Нижневартовского свода (Новый Покур), в Восточной Сибири на месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (Куюмбинская площадь).

Из всего вышесказанного следует, что в НОЦ «Промысловая химия» проводятся разработки в широком спектре нефтепромысловой химии. НОЦ «Промысловая химия» разрабатывает новые эффективные реагенты и технологии для бурения, глушения и ремонта скважин, для кислотных обработок и гидравлического разрыва пласта, для повышения нефтеотдачи пласта, новые эффективные реагенты – ингибиторы коррозии, ингибиторы солеобразования и ПАВ. ●

The main source of sedimentation is produced water. The process of inorganic salts sedimentation is connected with supersaturating of produced water due to alteration of physical and chemical parameters of oil production system (temperature, pressure, gas emission, concentration of ions that generate sediments, etc.). Chemical composition of produced water is continuously changing in proportion to production of oil reserves. This determines diversity and variability of composition of salt sediments.

At present time one of the most effective and practically feasible technologies of inorganic salts sedimentation control is the method of prevention of sedimentation with utilization of chemical agents – salts sedimentation inhibitors.

In OCI and CRE «Oilfield chemistry» there has been developed salts sedimentation inhibitor Insan. Pilot tests of this inhibitor at the fields of ООО RN-Purneftegaz allowed to increase average time between failures from 121 to 212 days. It is necessary to mention that inhibitor Insan was applied at those fields of ООО RN-Purneftegaz, which have high gas factor, and in such conditions that other inhibitors were simply ineffective.

A large amount of problems during production wells operation is caused by unsatisfactory drilling of formation. CRE «Oilfield chemistry» uses hydrocarbon-based drilling mud RUO-IER that allows to avoid contamination of BFZ during formation drilling. ROU-IER is an emulsion system, external phase of which is formed by diesel fuel with addition of emulsifying agents, organophilic clay, filtration and rheology regulators. Internal phase of the system is formed by brine.

In the recent years HBDM-IES solution (IES – invert-emulsion solution on the basis of Emulsifier MR and Neftenol NZb or NZ) has been widely used for vertical and directional drilling of wells in Western Siberia, for oil rim drilling at Urengoykoe gas-condensate field, formation drilling at the fields of Purpeiskiy fold (Gubkinskiy, Severo-Gubkinskiy, Tarasovskiy, Barsukovskiy, Harampurskiy) and Nizhnevartovskiy fold (Noviy Pokur), as well as for development of wells in Eastern Siberia at the fields of Yurubcheno-Tohomskaya oil and gas zone (Kuyumbinskaya area).

All the above-mentioned information is the evidence of the fact that CRE «Oilfield chemistry» develops new technological solution in a wide spectrum of oilfield chemistry. CRE «Oilfield chemistry» develops new effective chemicals and technologies for drilling and killing of wells, well workover, hydraulic fracturing and acid treatments and oil recovery enhancement, new corrosion inhibitors and inhibitors of surfactants and salts formation. ●

ОРГАНИЗАТОР:

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



АО ФНБ «Самрук-Казына»



Министерство нефти и газа РК



СЕНТЯБРЬ
2011

Симпозиум KazStimOil 2011

7-й Ежегодный Международный Симпозиум по Интенсификации Добычи Нефти И Газа
1-2 сентября 2011 г. | Атырау | Казахстан
www.kazstimoil.com



Выставка KazStimOil 2011

2-я Ежегодная Международная Выставка по Интенсификации Добычи Нефти и Газа
1-2 сентября 2011 г. | Атырау | Казахстан

Премия «Лучшие специалисты в нефтегазодобывающей промышленности 2011»

1 сентября 2011 г. | Атырау | Казахстан

Caspian Offshore Conference 2011

2-я Ежегодная Международная Конференция по Добыче Нефти и Газа на Море
8-9 сентября 2011 г. | Актау | Казахстан



Caspian Offshore Exhibition

1-ая Международная Выставка «Caspian Offshore Exhibition»
8-9 сентября 2011 г. | Актау | Казахстан

МАРТ
2012

Симпозиум KazRefinEx 2012

7-й Ежегодный Международный Симпозиум по Нефтепереработке и Нефтехимии
26-27 марта 2012 г. | Алматы | Казахстан



Выставка KazRefinEx 2012

3-я Ежегодная Международная Выставка по Нефтепереработке и Нефтехимии
26-27 марта 2012 г. | Алматы | Казахстан

Конференция «Маркетинг нефтепродуктов»

3-я Ежегодная Международная Конференция по Нефтепродуктам
27 марта 2012 г. | Алматы | Казахстан

Премия «Лучшие специалисты в нефтепереработке, нефтехимии и нефтепродуктах 2012»

27 марта 2012 г. | Алматы | Казахстан

Мы благодарим всех, кто работает с нами, а также приглашаем к интересному и взаимовыгодному сотрудничеству тех, кто заинтересован в развитии экономического потенциала Казахстана путем проведения различных мероприятий.

Начинайте планировать Ваше участие уже сейчас!

www.caspian-events.kz

Контакты:

Тел.: +7 727 329 05 84 /85,

Факс: +7 727 239 69 60

E-mail: info@caspian-events.kz

CBE



ORGANIZER:



OFFICIAL SUPPORT:

National Welfare Fund
"Samruk-Kazyna"



Ministry of oil and gas
of the Republic of Kazakhstan



SEPTEMBER
2011

Symposium KazStimOil 2011

7 th Annual International Symposium «Oil and Gas Production Stimulation in Kazakhstan»
September, 1-2 ,Atyrau, Kazakhstan



Exhibition KazStimOil 2011

2 nd Annual International Exhibition «Oil and Gas Production Stimulation in Kazakhstan»
September, 1-2 ,Atyrau, Kazakhstan

«Oil and Gas Production Awards 2011»

September, 1 ,Atyrau, Kazakhstan

Caspian Offshore Conference 2011

2 nd Annual International «Caspian Offshore Conference»
September 8-9, Aktau, Kazakhstan



Caspian Offshore Exhibition

1 st Annual International «Caspian Offshore Exhibition»
September 8-9, Aktau, Kazakhstan

MARCH
2011

Symposium KazRefinEx 2012

7 th Annual International Symposium «Refining and Petrochemistry»
March, 26-27 Almaty, Kazakhstan



Exhibition KazRefinEx 2012

3 d Annual International Exhibition «Refining Petrochemistry and Oil Products»
March, 26-27 Almaty, Kazakhstan

Conference KazRefinEx 2012

3 d Annual International Conference «Marketing of Oil Products»
March, 27 Almaty, Kazakhstan

Ceremony of Rewarding «Refining Leaders Awards 2011»
March, 27 Almaty, Kazakhstan

We thank all, who work with us and invite you to an interesting and mutually beneficial cooperation those, who interested in developing of the economic potential of Kazakhstan through various activities.

Plan your participation now!

Tel: +7 727 329 05 84|85
E-mail: info@caspien-events.kz
www.caspien-events.kz

CBE



АНКЕТА «Времени колтюбинга»

The Coiled Tubing Times QUESTIONNAIRE

Мы попросили респондентов ответить на следующие вопросы:

1. Из каких источников Вы получаете информацию, необходимую для профессионального роста? (укажите, пожалуйста, конкретные источники)
2. Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования?
3. Какие уникальные операции Вам удавалось проводить с помощью колтюбинговых установок?
4. О каких колтюбинговых технологиях и конкретных операциях Вам хотелось бы знать больше?
5. Какие новые технологии Ваше предприятие собирается освоить? Какие новые виды продукции выпускать?
6. Какие технологии нефтегазового сервиса будут наиболее востребованы в ближайшем будущем?

М.Ф. Двибородчин, ООО «Газпромнефть–Восток»

1. Журналы «Нефтегазовое дело», «Нефтегазовая вертикаль».
2. Освоение после ГРП.
3. –
4. О ликвидации аварий в скважинах, зарезке боковых стволов.
5. –
6. Стандартный КРС и ТРС, ГРП, прочие виды ПНП, ЗБС, ликвидация аварий, в том числе с применением колтюбинга.

В.Г. Таран, Полтавская газонефтяная компания, Украина

1. Интернет, журналы.
2. Освоение скважин азотом, очистка забоя, кислотные обработки призабойной зоны.
3. Ловильные работы, пескоструйная перфорация.
4. О бурении боковых стволов с помощью ГНКТ.
5. Кислотный разрыв пласта с проппантом.
6. Те, которые позволяют продолжать добычу из низкодебитных скважин.

We asked the respondents to answer the following questions:

1. Where do you get information necessary for your professional advancement? (please specify particular sources of information)
2. What are the main operations conducted at your company with the use of coiled tubing equipment?
3. What unique operations did you manage to perform with the use of coiled tubing units?
4. What coiled tubing technologies and specific operations would you like to know more about?
5. What new technologies does your company plan to master? What new types of products does your company plan to produce?
6. What oil and gas service technologies will be in demand in the nearest future?

M.F. Dviborodchin, Gazpromneft-Vostok

1. Oil and Gas Business, Oil and Gas Vertical journals.
2. Well completion after hydraulic fracturing.
3. –
4. About mitigation of accidents happening in the wells, about sidetracking.
5. –
6. Conventional workover and well servicing, hydraulic fracturing, other EOR methods, sidetracking, mitigation of well accidents, including that with the use of coiled tubing.

V.G. Taran, Poltava Petroleum Company, Ukraine

1. Internet, journals.
2. Well completion with nitrogen, bottomhole cleaning, bottomhole area acidizing.
3. Fishing works, sandblast perforation.
4. About sidetracking with the use of coiled tubing.
5. Acid fracturing with the use of proppant.
6. Technologies that allow continuing the production from the low-performance wells.

Д.А. Султанов, ОАО «Сургутнефтегаз»

1. Специальная литература и внутренняя информация компании.
2. Капитальный ремонт скважины путем углубления на депрессии.
3. См п. 2.
4. О новейших достижениях в области колтюбинга и применяемом инструменте.
5. –
6. Бурение скважин на депрессии.

Ю.А. Киценко, «Регион», Украина

1. Интернет.
2. Кислотные обработки, освоение, удаление пробок.
3. Кислотные обработки с большими объемами СКР.
4. Об удалении песчаных пробок пенными системами.
5. Работы с пенными системами.
6. СКР, ГРП, освоение, удаление пробок.

В.Г. Васильев, ООО «Газпром добыча Астрахань»

1. Предложения сервисных компаний-подрядчиков, отраслевые журналы, интернет.
2. Очистка НКТ и ствола скважины, СКО, извлечение ПО.
3. Получение промышленной связи с пластом в скважине, имеющей пробку толщиной примерно 1000 м; работа с MaxCO₃ компании «Шлюмберже».
4. О повышении отдачи пласта, работе в наклонных и горизонтальных скважинах.
5. Повышение оплаченной эффективности применения ГНКТ.
6. Повышение отдачи пластов, строительство и эксплуатация многозабойных скважин и интеллектуальных скважин. ☉

D.A. Sultanov, Surgutneftegaz

1. Specialist literature and company's inside information.
2. Well workover by the way of underbalanced well deepening.
3. See item 2.
4. About latest achievements in the sphere of coiled tubing and applicable tools.
5. –
6. Underbalanced well drilling.

Yu.A. Kitsenko, Region, Ukraine

1. Internet.
2. Acidizing, well completion, plug removal.
3. Acid treatment with big amounts of acid fracturing.
4. About removal of sand plugs using foam systems.
5. Work with foam systems.
6. Acid fracturing, hydraulic fracturing, well completion, plug removal.

V.G. Vasilyev, Gazprom Dobycha Astrakhan

1. Proposals of the contracting service companies, trade journals, Internet.
2. Cleaning of oil well tubing and wellbore, acidizing, downhole equipment retrieval.
3. We managed to get production connectivity with the reservoir in a well with about 1,000-meter plug; work with Schlumberger's MaxCO₃.
4. About EOR, about working in slant and horizontal wells.
5. Enhancing paid efficiency of coiled tubing application.
6. Enhancement of oil recovery, construction and operation of multibranch wells and intelligent wells. ☉



ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГА

А.Я. Третьяк, Н.И. Сердюк, А.Е. Кравченко

В книге рассмотрены вопросы техники и технологии непрерывной колонны гибких труб.

Описаны основные конструкции отечественных и зарубежных колтюбинговых агрегатов, устройство их наиболее важных узлов. Даны сведения о колоннах

гибких труб. Приведена информация об особенностях технологических процессов с использованием колтюбинга при бурении, капитальном ремонте и геофизических исследованиях горизонтальных скважин. Книга имеет гриф УМО по нефтегазовому образованию и предназначена для инженерно-

технических работников, занимающихся использованием технологий колтюбинга, а также в качестве учебного пособия для студентов нефтепромысловых специальностей.

Книгу можно заказать по эл. почте: 130504t@mail.ru или по тел.: 89185243701. Стоимость без учета пересылки составляет 1000 рублей.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ



Строительство и ремонт скважин 2011

Геленджик, 26 сентября - 1 октября 2011 г.



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС за-резкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.



WWW.NGV.RU

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2012

Сочи, 19-24 марта 2012 г.



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- промысловые и магистральные трубопроводы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

Геленджик, май 2012 г.



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- резка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтубинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru



Гусеничные экскаваторы Husky 4



Гибридные колтюбинговые установки

Канадская компания «Формост Индастриз», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по проектированию и производству высококомбинированной вездеходной техники, а также бурового оборудования, используемого в нефтегазовой и горной отраслях, для бурения скважин на воду и геологоразведочных работ.

FOREMOST

«Формост» – это:

- Колесные и гусеничные транспортеры повышенной проходимости с грузоподъемностью от 1 до 40 т;
- Буровые установки для бурения стандартными бурильными трубами;
- Гибридные колтюбинговые установки грузоподъемностью от 75 до 300 т;
- Верхние приводы различной грузоподъемности;
- Инжекторы различной грузоподъемности;
- Буровые установки двойного роторного бурения;
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий;
- Системы автоматической подачи труб;
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, бурильные трубы с обратной циркуляцией.



Мульчеры Nokatic



Верхние приводы

FOREMOST

ООО «Формост Мелони Индастриз Лимитед»
119180, РФ, Москва,
ул. Малая Полянка, 12А, офис 11
Тел.: +7 (495) 234 98 16
E-mail: foremost@comail.ru
Web-site: www.foremost.ca

В эпицентре гидроразрыва Hydraulic Fracturing at Close-up

ПРАКТИЧЕСКИ КАЖДЫЙ ДЕНЬ НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАО «ТНК- НЯГАНЬ» ПРОВОДЯТСЯ РАЗРЫВЫ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Немногим, даже опытным, нефтяникам удавалось увидеть, как ведется подготовка к основному геолого-техническому мероприятию ТНК-Нягань – гидроразрыву пласта. Мне же повезло наблюдать часть процесса, почувствовать мощь настраиваемого оборудования, «прикоснуться» к тоннам проппанта и химического реагента. Шаг за шагом изначально футуристическая аббревиатура ГРП становилась все более понятной, а в сознании стала проступать стройная схема высокотехнологичного метода интенсификации притока нефти – одного из самых наукоемких и инновационных процессов на предприятии.

ЗА ИННОВАЦИЯМИ

Вторник. Стрелки часов приблизились к отметке 15.00. Время отправляться в дорогу. Наш путь лежит на дополнительный куст 119-БИС, на котором заканчивается подготовка к гидроразрыву пласта. Специалистами отдела управления проектами по ГРП был согласован план гидроразрыва пласта на скважине 5593-БИС. Ожидаемый прирост извлечения углеводорода после ремонтных работ составит не менее 12 т.

Предварительно облачившись в защитную спецодежду, захватив с собой каску и специальные очки, отправляюсь в путь. На предприятии «ТНК-Нягань» огромное значение придается технике безопасности, точному соблюдению всех норм HSE. Никому не удастся пройти на место проведения гидроразрыва без средств индивидуальной защиты.

Дорога до месторождения займет порядка 45 минут. Самое время расспросить о предстоящих ремонтных работах на скважине.

Тонкости технологического процесса раскрыл Олег Сосенко, руководитель отдела управления проектами по ГРП. Кстати, именно в возглавляемый им отдел недавно приезжали пять специалистов в области гидроразрывов пласта из Нижневартовска и Оренбурга. Цель визита – ознакомиться с новыми технологиями и разработками, а также опытными

ALMOST EVERY DAY TNK- NYAGAN COMPANY CONDUCTS FRACTURING OF OIL RESERVOIRS

Few oilmen, even experienced ones, managed to see the process of preparation for the main intervention at TNK-Nyagan – reservoir hydraulic fracturing. I was lucky to see part of the process, to feel the power of the equipment, “touch” the tones of proppant and chemical agents. Step by step, initially a strange notion of reservoir hydrofracturing was becoming clearer and my mind started building a coherent scheme of this hi-tech method of oil influx enhancement – one of the most science-intensive and innovative processes at the company.

INNOVATIONS

Tuesday. Hands of the clock point to 3 p.m. It is time to set off. We are going to visit additional cluster 119-BIS, where experts are finishing the preparation for hydraulic fracturing. The experts of the Department on Hydraulic Fracturing Projects Management have agreed on the plan of hydrofracturing operation at well No. 5593-BIS. The expected increase in oil production is at least 12 tones (75.5 barrels).

I put on protective clothing, take a hard hat and special safety goggles, and we set off. TNK-Nyagan Company pays special attention to safety measures and adherence to all HSE regulations. Nobody will access the hydraulic fracturing site without personal protective equipment.

It will take 45 minutes to get to the oilfield. So, it is high time I asked about the planned operations at the well.

Mr. Oleg Sosenko, Head of the Department on Hydraulic Fracturing Projects Management, disclosed the details of the technological process. By the way, five hydrofracturing experts from the cities of Nizhnevartovsk and Orenburg have recently come to his department. The main aim of the visit was to familiarize with new technologies and developments, TNK-Nyagan's test data on application of foam fracturing, to receive advice of more experienced experts. Mr. Oleg Sosenko and his assistants Mr. Alexander Balabanov, Mr. Alexander Karpukhin and Ms. Natalya Lyubimova clearly and in a professional manner explained to their colleagues the main features and advantages of this or that technology applied at the company.

Over the recent three years TNK-Nyagan has been evaluating different methods of reservoir hydraulic fracturing. Each method helps to resolve this or that issue

данными «ТНК-Нягань» по внедрению пенного ГРП, получить советы и рекомендации наших более опытных специалистов.

Олег Сосенко и его незаменимые помощники Александр Балабанов, Александр Карпухин и Наталья Любимова

профессионально и доходчиво объясняли коллегам особенности и преимущества той или иной технологии, внедряемой на предприятии.

В течение последних трех лет в «ТНК-Нягань» идет процесс апробации различных методов гидроразрыва пласта. Каждый из них позволяет решить те или иные проблемы максимального использования потенциала скважин. Идет процесс поиска наиболее чистых жидкостей. Например, с сервисной компанией «Шлюмберже» продолжаются испытания технологии Clear Frac, которая предполагает проведение гидроразрыва с применением бесполимерной жидкости, не загрязняющей пласт, увеличивающей проводимость трещины разрыва, а значит, повышающей эффективность ГРП. Поскольку есть ряд ограничений в использовании этой разработки сегодня, работа в данном направлении продолжается. Кстати, Олег Сосенко считает, что именно за подобного рода «чистыми жидкостями» ближайшее будущее ГРП.

Другая технология – Fiber Frac – позволяет добиться более равномерного распределения проппанта по всей мощности продуктивного пласта.

На месторождениях, отличающихся наличием подстилающих водонасыщенных пластов, хорошо себя зарекомендовала технология J-Frac. Она предотвращает рост трещины в высоту, а значит, снижает вероятность повреждения барьера между нефтеносными и водоносными пластами.

В настоящее время уже внедрены либо испытываются технологии: Force Closure (обеспечивает принудительное закрытие трещины); Scale Frac (предотвращает образование солей); технология селективного ограничения водопитока к скважине с использованием модификаторов фазовой (относительной) проницаемости WCA-1 и RPM; азотный гидроразрыв пласта и пенный ГРП; использование вспомогательного кислотного брейкера DRA-2 и прочие. Несколько технологий находятся на стадии лабораторных исследований.

Возникает вопрос, почему необходимо столько технологий, экспериментов и опытно-промышленных работ? Дело в том, что у каждого месторождения, скважины есть своя история, масса индивидуальных особенностей, а потому выбор

С сервисной компанией «Шлюмберже» продолжаются испытания технологии Clear Frac, которая предполагает проведение гидроразрыва с применением бесполимерной жидкости, не загрязняющей пласт, увеличивающей проводимость трещины разрыва, а значит, повышающей эффективность ГРП.

TNK-Nyagan in association with Schlumberger service company continues to test the Clear Frac technology which provides for the conduct of hydraulic fracturing with the use of polymer-free fluid, which does not contaminate the reservoir, increases the permeability of the fracture, thus raising the effectiveness of the hydraulic fracturing operation.

of the maximum use of oil well capacity. This is a process of searching for the purest fluids. For example, TNK-Nyagan in association with Schlumberger service company continues to test the Clear Frac technology which provides for the conduct of hydraulic fracturing with the use of polymer-free fluid, which does not contaminate the reservoir, increases the permeability of the fracture, thus raising the effectiveness of the hydraulic fracturing operation. Due to the fact that there are certain restrictions on using this technology today, the company continues working along this way. Mr. Oleg Sosenko believes that the future of hydraulic fracturing is in application of such “pure fluids”.

Another technology – Fiber Frac – allows for a more uniform distribution of proppant over the whole thickness of the productive horizon.

J-Frac technology showed good results at the oilfields with the underlying water-saturated beds. This technology prevents vertical growth of fracture thus reducing the possibility of damaging a barrier between the oil-bearing and water-bearing formations.

At present the following technologies have already been applied or are under testing: Force Closure (provides for forced closure of a fracture); Scale Frac (prevents salification); technology of selective water influx suppression with the use of WCA-1 and RPM relative permeability modifiers; nitrogen and foam fracturing; the use of auxiliary DRA-2 acid breaker and others. Some technologies are now at the stage of laboratory research.

You may naturally ask why we need so many technologies, experiments and pilot works. The case is that each oil field, each well has its own history, individual features, that is why the selection of the proper hydraulic fracturing technology is a very critical issue. The efficiency of hydraulic fracturing operation, amount and cost of additional oil produced, and, consequently, profit of the company directly depend on the accuracy of preliminary computing, design of the hydraulic fracturing operation, selection and application of the proper technology.

The last turn – and we see the panorama of the cluster 119-BIS...

READY TO START

The hydraulic fracturing fleet is already in the field. The territory of 119-BIS cluster is enclosed by a sand fill and the area of hydrofracturing is enclosed by a special ribbon.

той или иной технологии производства ГРП имеет принципиальное значение. От точности проектных расчетов, дизайна гидроразрыва, выбора и исполнения технологии зависят эффективность проведения операции, объем и стоимость добычи нефти, а значит, прибыль предприятия.

Последний поворот – и вот перед нами раскрылась панорама куста 119-БИС...

ГОТОВНОСТЬ №1

Для проведения гидроразрыва на кустовой площадке уже расположился флот ГРП. Территория 119-БИС по всему периметру огорожена песчаной насыпью, а место проведения разрыва – заградительной лентой. Три насосные станции, на первый взгляд напоминающие огромных автомобильных монстров, расположились на площадке перед скважиной, заранее подготовленной бригадой КРС. Там же стоит песковоз, в который предварительно загружен проппант.

Этот гидроразрыв имеет несколько особенностей. Одна из них – использование проппанта RSP со специальным полимерным покрытием. В скважину закачивают 36 т обычного керамического проппанта и 4 т RSP. Он имеет более крупный диаметр, а если взять горсть этого искусственно созданного песка, на ладони появится белый налет. Это полимерное покрытие. В пластовых условиях, под воздействием давления и температуры, оно обеспечивает более эффективное спекание частиц, а значит, препятствует выносу проппанта из скважины в процессе эксплуатации.

В пяти шагах от песковоза стоят четыре вертикальных 50-кубовых буллита с водой, предварительно нагретой до 40 градусов.

Пока одни сотрудники компании «Шлюмберге» готовят проппант, другие засыпают в емкость кросслинкер – гранулированный порошок для увеличения вязкости жидкости. Чуть левее заметен подсоединенный вязкозиметр – специальное устройство, определяющее вязкость геля в процессе ГРП.

Кстати, вторая особенность этого ГРП как раз заключается в том, что все компоненты будут смешиваться в поток на лету в специальном блендере GelStreak. Данное оборудование внедряется в эксплуатацию только

с июня этого года. Оно позволяет не только сократить время проведения гидроразрыва в среднем на три-четыре часа, уменьшить количество используемого геля, но и решить проблему утилизации



Перед ГРП
Before hydraulic fracturing

Three pumpers, that at first sight resemble huge monsters, are located on the site before the well; the well had been previously prepared by the workover team. Nearby there is a sand truck full of proppant.

This hydraulic fracturing operation has several peculiarities. One of such peculiarities is the use of RSP proppant with special polymer coating. It is planned to pump 36 tones of conventional ceramic proppant and 4 tones of RSP. This type of proppant has larger diameter, and if you take a handful of this proppant you will have white stain on your palm. This is polymer coating. Inside the reservoir under the influence of pressure and temperature such polymer coating ensures better fusing of the proppant particles, and thus prevents proppant wash out in the course of well operation.

Just some steps from the sand truck there are four 50-cubic-meter bullet tanks with water, previously heated up to 40 degrees.

While some experts of Schlumberger prepare proppant,

На месторождениях, отличающихся наличием подстилающих водонасыщенных пластов, хорошо себя зарекомендовала технология J-Frac. Она предотвращает рост трещины в высоту, а значит, снижает вероятность повреждения барьера между нефтеносными и водоносными пластами.

J-Frac technology showed good results at the oilfields with the underlying water-saturated beds. This technology prevents vertical growth of fracture thus reducing the possibility of damaging a barrier between the oil-bearing and water-bearing formations.



Флот ГРП **Fracturing fleet**

мертвого остатка геланта, который неизбежен при предварительной подготовке раствора. При использовании GelStreak загеленной жидкости в емкостях просто нет, поэтому и утилизировать нечего.

ОАО «ТНК-Нягань» долго шло к внедрению данного оборудования. Дело в том, что изначально не все в его исполнении соответствовало жестким требованиям контроля качества предприятия. Не хватало такой важной детали, как вязкозиметр. Без него процесс проходил бы вслепую, имел много рисков, а значит, и меньшую эффективность. Только после приобретения компанией «Шлюмберге» вышеуказанного оборудования стало возможным проведение гидроразрыва с применением блендера GelStreak.

МИНИ-ГРП

Незадолго до нашего приезда на куст уже был проведен мини-ГРП – пробный гидроразрыв пласта. Проанализировав его результаты, специалисты пришли к выводу, что надо увеличить количество подаваемой жидкости и скорость закачки. В момент проведения основной операции ГРП смешиваемый в блендере состав поступит по основной линии труб в скважину. Вместо ожидаемого традиционного станка-качалки на кустовой площадке работало менее габаритное оборудование. Как мне объяснили, на предприятии большей частью используются более производительные электроцентробежные насосы.

В момент самой операции все сотрудники компании-подрядчика займут свои места. Координация действий будет производиться с

others put crosslinker into the tank. Crosslinker is a granulated powder meant for increasing fluid viscosity. To the left we can see a viscometer – a special instrument used to measure gel viscosity during hydraulic fracturing operation.

By the way, another peculiarity of this operation is that all the components will be blended on the fly in a special GelStreak blender. This equipment has been applied from this June. It allows not only reducing the average time of fracturing operation by three-four hours, reducing the amount of gel used, but also allows resolving the issue of gel remainder disposal. You cannot avoid remainder in case of preliminary preparation of the gel, but when using GelStreak there is no any preliminary prepared gel in the tanks, so there is nothing to dispose of.

TNK-Nyagan has passed a long way before introduction of such equipment. Initially this equipment did not completely meet the rigorous quality requirements of the company. It lacked a very important part – viscometer. Without it the fracturing operation would have been done “blindly”, and would have had a lot of risks and as a result would have been less effective. Only after Schlumberger had procured this device it was possible to apply GelStreak blender.

МИНИ-FRACTURING

Shortly before our arrival to the cluster they conducted a mini-fracturing – pilot fracturing of the reservoir. The company experts analyzed the results of the pilot fracturing and came to a conclusion that it is necessary to increase the amount of fluid and the speed of its pumping into the well. During the main hydraulic fracturing operation the blended

помощью раций. Каждый специалист в наушниках услышит команды из центра управления, и 45-минутный гул, который будет стоять во время ГРП, сделает такую координацию единственно возможной.

Желание запечатлеть сотрудников в момент непосредственного проведения процедуры гидроразрыва оказалось невыполнимым. По технике безопасности только один человек имеет право в это время передвигаться по кусту – это аутсайдер – член бригады, назначенный мастером по ГРП. Он визуальнo контролирует весь процесс. Во время операции в скважину поступает жидкость под давлением до 600 атмосфер. Для сравнения: всего несколько атмосфер способны подбросить человека в воздух.

Перед процедурой гидроразрыва Алик Шеховцов, ведущий специалист-супервайзер ГРП, проверяет исполнение всех норм техники безопасности. Он также контролирует весь процесс подготовки и проведения гидроразрыва пласта на соответствие утвержденному дизайну производства работ.

НА ФЛОТЕ

Наблюдать за ГРП нам предстояло из центрального командного пункта. На установленные там многочисленные компьютеры со специальных датчиков поступают данные подачи проппанта, скорости движения технологической жидкости и прочее. Всего более 30 параметров, позволяющих эффективно контролировать процесс гидроразрыва пласта.

При необходимости на мониторы станции управления можно вывести до 100 показаний.

Перед стартом все собираются на митинг. Мастер проводит инструктаж по технике безопасности, говорит об особенностях проводимого гидроразрыва пласта, напоминает, какие составляющие и в каком объеме участвуют в процессе. Кстати, в «ТНК-Нягань» успешно прошли уже четыре работы с использованием GelStreak.

Но либо это был не мой день, либо правду говорят, что женщина на корабле – к беде, но увидеть пятую процедуру проведения ГРП данным методом так и не удалось.

Как потом выяснилось, гидроразрыв на скважине 5593-БИС был успешно завершен только к полуночи. Флот переехал на следующий куст. Там процедуру непосредственной подготовки и проведения гидроразрыва выполнили всего за семь часов.

Памятный нам куст 119-БИС перешел в руки работников КРС. За успешным ремонтом последует дальнейшая эксплуатация скважины, по предварительным расчетам, стабильная и многолетняя. ☉

Валентина ЦЕЛИЩЕВА

fluid will be pumped into the well via the main pipe line. Instead of the rod pump, which I expected to see, they use more compact equipment at the cluster. As they explained to me, the company mainly uses electrical submersible pumps, which are more productive.

At the moment of operation all the employees of the contracting company will take their places. Coordination of the activities will be done via radio. Each expert will wear earphones in order to hear the commands coming from the control center. This is actually the only way to coordinate the activities of the people, amidst a 45-minute roar at the site during hydrofracturing.

I wanted to take photos of the team at the moment of hydraulic fracturing, but it turned out to be impossible. According to HSE requirements only one person has the right to be at the cluster site during operation. This person is called an outsider – member of the team, who has been appointed a foreman for this hydrofracturing operation. He visually checks the whole process. During the fracturing operation fluid is pumped into the well at the pressure of up to 600 atmospheres (about 8,500 psi). For reference: a pressure of just some atmospheres can throw a man up into the air.

Hydraulic fracturing chief expert-supervisor Mr. Alik Shekhovtsov checks the fulfillment of all the safety requirements. He also makes sure that the whole process of preparation and conduct of hydraulic fracturing complies with the approved design.

THE FLEET

We were to watch the hydraulic fracturing operation from the control center. Proppant feed, speed of process liquid circulation and other data come from the special sensors to multiple computers installed in the control center. More than 30 parameters are displayed on the computers, allowing to effectively control the fracturing process. If necessary, it is possible to display up to 100 parameters on the control center computers.

Before the operation starts all the team gathers for the meeting. The foreman gives safety instructions, informs the team about the peculiarities of the operation and tells about its components. By the way, TNK-Nyagan has already successfully conducted four operations with the use of GelStreak.

Either it was not my scene or true is the saying that a woman on board the ship is bad luck, but we did not manage to see the fifth hydraulic fracturing operation with the use of this method.

As I learnt later, hydraulic fracturing at well 5593-BIS had been successfully accomplished only by midnight. Hydrofracturing fleet moved to another cluster. There the on-site preparation and hydraulic fracturing itself took only seven hours.

Cluster 119-BIS was handed to the workover experts. After successful workover the well will become operable again. It is planned that it will sustainably operate for many years. ☉

Valentina TSELISHCHEVA



ВТРОЕ БОЛЬШЕ СТАЛИ



ВДВОЕ БОЛЬШЕ ТРУБ

Поставка и обслуживание гибкой трубы на
уровне лучших мировых стандартов

Компания Global Tubing удвоила объем выпуска лучших в отрасли стальных гибких труб. Кроме того, мы закончили отбор и сертификацию трех ведущих поставщиков стали с мощностями в трех различных странах. Инвестировав в аттестацию ключевых производителей стали, каждый из которых входит в топ-11 мировых сталепрокатных компаний по объему продукции, мы гарантировали поставки качественной стали, достаточные для удовлетворения настоящих и будущих потребностей наших клиентов.

Сотрудничество с компанией Global Tubing гарантирует своевременные поставки гибких труб высшего качества и уникальное сервисное обслуживание. Свяжитесь с нами по телефону +1-713-265-5000 или посетите www.global-tubing.com/capacity для получения дополнительной информации.



Packers Plus выпускает новую систему для проведения многократного ГРП



Фото/Photo: packersplus.com

Компания Packers Plus Energy Services Inc. объявила о выходе новой технологии, способной провести ГРП в 60 этапов. При этом на поверхности нужно провести всего 15 этапов по закачке. Новая система, выпускаемая под брендом QuickFRAC, является первой в своем роде.

Новая система QuickFRAC позволяет нефтедобывающим компаниям провести 15 этапов закачки на поверхности, а компания Packers Plus сделает всю дальнейшую работу внутри скважины, обеспечив до 60 этапов ГРП. Это делается путем точного направления одного этапа закачки на поверхности в 2–5 этапов внутри скважины. Для компании это означает значительное сокращение материальных и временных издержек на проведение закачки, а также увеличение объемов добычи.

Таким образом, система QuickFRAC является технологией, позволяющей клиенту увеличить количество трещин в продуктивном пласте, которые можно создать за одну операцию по ГРП. Новая технология успешно прошла полевые испытания и теперь появилась на рынке. Используя запатентованную технологию компании, система

QuickFRAC позволяет проводить несколько отдельных этапов ГРП за один раз посредством процесса, известного как «порционный» ГРП.

«Наши клиенты в восторге от этой новой системы. Недавно она была применена на месторождении Horn River Basin в провинции Британская Колумбия, – отметил Дуг Боброски, коммерческий директор компании Packers Plus в Канаде. – Система QuickFRAC позволила на 60% сократить продолжительность операции по сравнению со стандартной системой StackFRAC. Это впечатляющее значение, особенно на фоне повышенной стоимости проведения операций в северной части провинции Британская Колумбия. Все это означает, что наш клиент получил больше прибыли со своих вложений».

Packers Plus Releases Multi-Stage Completion System

Packers Plus Energy Services Inc. is releasing a new technology capable of fracturing 60 stages downhole while only pumping 15 treatments at surface. This new system, called QuickFRAC, is the first of its kind in the industry.

QuickFRAC allows the operator to do the job of pumping 15 stages on surface while Packers Plus does the job downhole, providing as many as 60 individual stages. This is done by taking a single pumping treatment on surface and precisely directing it into two-to-five stages downhole. For the operator, pumping time and costs are reduced significantly and production results are greatly increased.

The QuickFRAC system is a technology that enables operators to increase the number of fractures in a single treatment operation. This system has been successfully trialed in the field, and is now commercially available. Using limited entry diversion techniques and the

company's proprietary technology, the QuickFRAC system allows companies to fracture several isolated stages at one time through a process known as batch fracturing.

"Our operators are very excited about this new system. We recently completed a job in the Horn River Basin in B.C.," said Doug Bobrosky, Canadian business director for Packers Plus. "The QuickFRAC system resulted in a 60-per-cent reduction in operation time compared to our standard StackFRAC system. This was an impressive savings, particularly due to the added expense of operating in northern B.C., and meant that our customer had a better return on their investment."

Halliburton выпускает новую систему жидкостей для ГРП



Давно являясь признанным лидером в развитии науки и инженерных разработок, связанных с такой технологией повышения нефтеотдачи, как ГРП, компания Halliburton недавно объявила о выпуске первой в своем роде системы жидкостей для ГРП, которые полностью состоят из сырья, используемого в пищевой промышленности.

Данная система, которая будет представлена на рынке под торговой маркой CleanStim Formulation, является неотъемлемой частью новой линейки товаров и услуг CleanSuite компании Halliburton.

На сайте компании Halliburton можно найти детальную информацию не только о системе CleanStim Formulation, но также и о новой услуге CleanStream и системе CleanWave. Услуга CleanStream позволяет контролировать рост вредоносных бактерий в жидкости для ГРП при помощи ультрафиолетового излучения и без использования специальных добавок. Система CleanWave проводит обработку отработанной воды прямо на месте расположения скважины. Такая обработка позволяет повторно использовать отработанную воду, что существенно уменьшает потребности в пресной воде.

Также на сайте компании Halliburton представлена информация о новых достижениях в области построения трехмерных изображений трещин, а также информация о технологии Advanced Dry Polymer Blender, которая позволяет еще в большей степени уменьшить степень использования химических добавок в жидкостях для ГРП.

Halliburton Debuts New Fracture Fluid System

Long recognized as the industry leader in advancing the science and engineering of the production enhancement technology known as hydraulic fracturing, Halliburton today announced the introduction of a first-of-its-kind fracture fluid system comprised of materials sourced entirely from the food industry.

The solution, which will be marketed under the trade name CleanStim Formulation, is an integral part of the company's new CleanSuite line of products.

Accessible online at www.halliburton.com/hydraulicfracturing, the microsite includes detailed

product information not only for the CleanStim Formulation, but also Halliburton's new CleanStream Service and CleanWave System. The CleanStream Service uses UV light instead of additives to control bacteria. The CleanWave System treats wastewater at the wellsite, allowing it to be reused and recycled by the operator – significantly reducing the need for freshwater.

Also included on Halliburton's new microsite is a description of the company's advancements in the field of 3-D, subsurface fracture mapping, along with information on how the company's Advanced Dry Polymer Blender technology is being used to reduce chemical additive usage even further.

Universal Bacteria Specialist разработала новый экологически чистый бактерицид

Компания Universal Bacteria Specialist (UBS) объявила о выпуске нового анолита, который уничтожает бактерии в скважинах, где был проведен ГРП. Экологически чистый бактерицид не имеет вредных составляющих и на 100% подвержен биологическому разложению.

Новый бактерицид компании UBS производится при помощи технологии электрохимической активации (ТЭА). Во время тестирования на десяти скважинах месторождения Barnett Shale новый анолит показал блестящие результаты в уничтожении бактерий, содержащихся в жидкости для ГРП. Данный бактерицид также удовлетворил каждому из тринадцати пунктов контрольного перечня экологической безопасности, составленного одной крупной нефтяной компанией. Этот

результат превосходит показатели аналогичных химических реагентов других компаний.

В зависимости от уровня загрязнения воды, используемой для ГРП, необходимо добавить всего 0,5–1,0 л нового бактерицида компании UBS на каждую тысячу литров воды, закачиваемой в продуктивный пласт. Эти значения существенно меньше тех, которые характерны для других химических реагентов. Например, для уничтожения большинства бактерий при помощи бактерицида одной из компаний потребовалось добавить 8–25 л такового на 1000 л воды.

Анолит производится с использованием ТЭА в лаборатории компании UBS, расположенной в Ричмонде, штат Техас, под руководством компании Medipure Ltd, являющейся владельцем патента на ТЭА. В данном процессе применяется уникальная технология клеточных мембран, которая позволяет создавать анолит со сроком хранения, превышающим 6 месяцев. Это еще одна уникальная особенность анолита компании UBS. Большинство других компаний – производителей анолита – вынуждены изготавливать его непосредственно около скважины из-за высокой скорости разложения. Благодаря большому сроку хранения анолит компании UBS позволяет освободить буровую площадку от оборудования, связанного с его производством.

Кроме обработки жидкостей для ГРП, данный бактерицид можно использовать и в процессе обработки пласта под давлением. В более чем двадцати скважинах, НКТ которых были подвержены серьезному коррозионному разрушению, благодаря анолиту UBS удалось достичь значительного снижения уровня сероводорода.

Universal Bacteria Specialist Develops New Green Biocide

Universal Bacteria Specialist (UBS) today announced the launch of a new Anolyte product to eliminate bacteria from the hydraulic fracturing of wells. This environmentally friendly biocide contains no harmful products and is 100 percent biodegradable.

UBS' new Electro-Chemical Activation Technology (ECAT) Anolyte achieved a superior bacteria kill count when tested in the fracing process of 10 wells located in the Barnett Shale and West Texas. The product also received the only perfect score in a major oil company's 13-point environmental checklist, compared to all other major chemical suppliers for bacteria control.

Depending on the impurities of the source water used for fracing, UBS' ECAT Anolyte typically only requires 0.5 gallons to one gallon of Anolyte for each 1,000 gallons of water injected into the formation. The product loadings are significantly reduced from other Anolyte treatments previously used by another biocide supplier, which require eight to 25 gallons of product per thousand gallons of water to achieve a satisfactory bacteria kill rate.

The Anolyte is produced via an ECAT process in UBS' Richmond, Texas, facility under license from a Medipure Ltd. patented process. The process utilizes a unique cell membrane technology, which creates a pure ECAT Anolyte with a shelf life that exceeds six months. This is another feature unique to UBS' Anolyte. Most other Anolyte producers must manufacture their product on the well site due to rapid product deterioration. As a result of the UBS Anolyte's long shelf life, the need for space formerly required for on-site manufacturing is eliminated.

The same technology that is proving successful in hydraulic fracturing has also been expanded to include squeeze treatments. Over 20

wells to date that have experienced severe corrosion of the tubing have seen a significant reduction in hydrogen sulfide due to UBS' Anolyte.

Биоцид компании Universal Bacteria Specialist был внесен в реестр Управления по охране окружающей среды США

Компания Universal Bacteria Specialist (UBS) объявила о том, что ее биоцид ECAT-O&G был зарегистрирован Управлением по охране окружающей среды США как экологически чистое альтернативное средство уничтожения бактерий, образующихся в воде, используемой для ГРП.

«Биоцид ECAT-O&G использует уникальную технологию клеточных мембран для преобразования H₂O (вода) и NaCl (поваренная соль) в анолиты и католиты», — отметил Джордж Сэнфорд, основатель компании UBS. «Этот экологичный продукт представляет собой не только значительный шаг в сторону тех регулятивных актов, которые призваны защитить население от возможного загрязнения источников питьевой воды, но также удовлетворяет потребности индустрии в безопасном и функциональном биоциде», — сказал Сэнфорд.

По словам главы компании UBS, биоцид ECAT-O&G продемонстрировал блестящие результаты в уничтожении бактерий во время тестов с применением ГРП на скважинах, расположенных на месторождении Barnett Shale в центральной части штата Техас, а также на скважинах в западном Техасе.

«Существует тенденция к усилению правительственного контроля над химикатами, которые используются при ГРП. Наш продукт поможет добывающим компаниям не нарушать регулятивные акты правительства, а также защитит их оборудование от губительного воздействия коррозии», — подытожил Сэнфорд.

Компания Universal Bacteria Specialist, штаб-квартира которой расположена в Ричмонде, штат Техас, производит экологически чистые биоциды для обработки воды, которая использовалась в процессе ГРП на нефтяных и газовых скважинах. Ее главный продукт, биоцид ECAT-O&G на основе анолита, удаляет грязевые наросты на трубах, которые вызывают их коррозию. После разложения данный биоцид не наносит экологического ущерба. В отличие от анолитов других производителей биоцид компании UBS позволяет освободить буровую площадку от оборудования, связанного с его производством, благодаря большому сроку хранения.

Universal Bacteria Specialist Oilfield Biocide Receives EPA Registration

Universal Bacteria Specialist (UBS) has announced the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) has registered its ECAT-O&G biocide as an environmentally friendly alternative for eliminating bacteria from the hydraulic fracturing of wells.

"ECAT-O&G uses a patented cell membrane to convert H₂O and NaCl into anolyte and catholyte components," said George Sanford, founder of UBS. "This green product is not only a major step toward addressing public and regulatory pressure to protect people from the potential contamination of fresh water reservoirs, but it also satisfies

industry demands for a safe biocide that works," said Sanford.

According to Sanford, ECAT-O&G achieved a superior bacteria kill count when tested in the fracking process of wells located in West Texas and the Barnett Shale in Central Texas.

"There is a trend toward more government oversight of fracking chemicals. Our product will help producers stay ahead of the regulatory curve while protecting their equipment from the harmful effects of corrosion," Sanford concluded.

Based in Richmond, Texas, Universal Bacteria Specialist produces environmentally friendly biocides to treat water used for the fracturing of oil and gas wells. Its primary product, EPA-registered ECAT-O&G anolyte biocide, removes corrosion-causing slime build-up from pipes, and once fully degraded, leaves no ecological damage to well sites. Also, as a result of the product's extended shelf life, the need for space that other anolyte producers require for on-site manufacturing is eliminated.

Ridgeline займется очисткой жидкостей, используемых при ГРП

Компания Ridgeline Energy Services Inc. объявила о подписании соглашения, предусматривающего установку и управление комплексом оборудования по очистке воды. Данный контракт заключен совместно с крупной компанией, занимающейся разведкой и разработкой месторождений природного газа на северо-востоке провинции Британская Колумбия (Канада).

Очистной комплекс предусматривает возможность расширения, он способен (после проведенного расширения)

перерабатывать более 4000 м куб. различных жидкостей в день. В число последних могут входить: отработанная жидкость для ГРП, техническая вода, буровые сточные воды и сточные воды полевых поселков.

После установки этого очистного комплекса заказчик получит возможность дальнейшего развития своей программы по освоению скважин путем проведения бурения и ГРП. При этом потребность в местных системах водоснабжения будет минимизирована.

Комплекс по очистке воды спроектирован таким образом, чтобы круглогодично удалять углеводороды, тяжелые металлы, растворенные соли, взвешенные твердые частицы и хлориды из обрабатываемых жидкостей. Кроме того, в связи с увеличением потребности заказчика в электроэнергии, которая обусловлена расширением его программы по освоению скважин, компании Ridgeline будет предоставлена возможность обеспечить клиента электроэнергией для проведения операций по более низкой цене и с меньшим выбросом парниковых газов по сравнению с имеющимися у него дизельными генераторами.

Специалисты компании Ridgeline полагают, что их запатентованный очистной комплекс, обладая крайне низким потреблением электроэнергии и модульной конструкцией, является уникальной для нефтегазовой индустрии разработкой, предлагающей дешевый способ очистки жидкостей, который к тому же уменьшает вредное воздействие нефте- и газодобычи на окружающую среду.

Услуги по очистке воды будут предоставлены компанией Ridgeline через свою дочернюю компанию. Лицензия на технологию очистки воды принадлежит исключительно

компании Eau Claire Partnership и предоставлена компанией DEJA II, LLC.

Ridgeline To Treat Frac Water in NE BC

Ridgeline Energy Services Inc. has announced it has entered into an agreement to install and operate a fully integrated water treatment facility for a major natural gas exploration and development company in northeast British Columbia.

The water treatment facility is scalable and will be capable (when fully built out) of handling in excess of 4,000 cubic meters per day of return frac water, process water, camp waste water and drilling waste water.

By installing this water treatment facility the client will be able to expand its well development program of drilling and fracking while minimizing demand on local fresh water systems.

The water treatment facility is designed to operate year-round to remove hydrocarbons, heavy metals, TDS, suspended solids and chlorides. In addition, as power demand for the client development program expands, Ridgeline will be able to provide the client with electrical energy for its operations at a lower cost and with a smaller carbon footprint than the current diesel-based electric generation plants.

With an ultra low energy requirement and its modular system design, Ridgeline believes its proprietary water treatment facility provides a unique solution for the petroleum industry by offering a lower cost water treatment method that will reduce the environmental impact of oil and gas development.

The water treatment services will be provided by Ridgeline through the Eau Claire Partnership. The water treatment technology is exclusively licensed to the Eau Claire Partnership by DEJA II, LLC. ●

НОВАЯ ВЕЧНАЯ ФИЛОСОФИЯ NEO-PERENNIAL PHILOSOPHY

Кен УИЛБЕР родился 31 января 1949 года в Оклахоме-Сити (США) – американский философ и писатель, разработавший теоретические и практические положения интегрального подхода, целью которого является синтетическое объединение открытий, совершенных в таких различных сферах человеческой деятельности, как психология, социология, философия, мистицизм и религиоведение, постмодернистские движения, эмпирические науки, теория систем, а также и в других областях.

В 1967 году по настоянию родителей Уилбер начинает изучать медицину в университете Дьюка и практически сразу же разочаровывается в возможностях науки. На дальнейшие исследования его вдохновляют не модные в то время психоделики, а восточная литература, в особенности – дао дэ цзин. С академической точки зрения первый год был потрачен впустую, и Уилбер вернулся в Небраску и записался там в университет. Именно здесь он получит степень бакалавра с двумя профилирующими дисциплинами – химией и биологией, при этом он будет уделять значительную долю своего времени восточной философии и западной психологии. Интересно, что для того чтобы отточить свои писательские навыки, Уилбер дословно от руки переписал все книги Алана Уотса. Его рабочий метод состоит в следующем: интенсивно изучать материал в течение порядка десяти месяцев, формировать в уме образ всей книги и затем воплощать ее на бумаге за два или три месяца.

«Википедия» говорит, что «Кен Уилбер занимается составлением карты «новой вечной философии», которая объединяет в себе традиционный мистицизм, описанный в «вечной философии» Олдоса Хаксли, и теорию космической эволюции, тесно связанную с идеями индийского философа Шри Ауробиндо. В чем же состоит суть философии Уилбера? Вот какую, очень точную, на наш взгляд, характеристику дает его способу постижения истины американский философ и блестящий писатель Джек Криттенден:

«Подход Уилбера противоположен эклектике. Он дал связную и последовательную картину, которая гладко соединяет притязания на истину из таких областей, как физика и биология; эконика; теория хаоса и системные науки; медицина; нейрофизиология, биохимия; изобразительное искусство, поэзия и эстетика в целом; психология развития и целый спектр психотерапевтических подходов, от Фрейда до Юнга и Пиаже; теоретики Великой Цепи от Платона и Плотина на Западе до Шанкары и Нагарджуны на Востоке; модернисты от Декарта и Локка до Канта; идеалисты от Шеллинга до Гегеля; постмодернисты, от Фуко и Дерриды до Тэйлора и Хабермаса; основная герменевтическая традиция от Дильтея до Хайдеггера и Гадамера; теоретики социальных систем от Комте и Маркса до Парсонса и Лухмана; созерцательные и мистические школы великих медитативных традиций на Востоке и Западе, в главных мировых религиях. Все это лишь выборка. Нужно



Ken WILBER was born on January 31, 1949 in Oklahoma City, Oklahoma (USA). Ken Wilber is an American philosopher and writer who has worked out the theory and practice of an integral approach aimed at synthetic combination of the discoveries made in diverse areas of human activity, including psychology, sociology, philosophy, mysticism and religious studies, postmodern styles, empiric sciences, systems theory and other spheres.

In 1967, Wilber, urged by his parents, started to study medicine at Duke University, and was almost immediately disillusioned with what science had to offer. His further research work was inspired not by the psychedelic experience which used to be in fashion then, but by Eastern literature, particularly the Tao Te Ching. Academically, his first year at the University was spent to no purpose, so, Wilber went back to Nebraska and enrolled in the University there. It was at the University of Nebraska that he completed a bachelor's degree in chemistry and biology still giving much time to Eastern philosophy and Western psychology.

It is notable that Wilber rewrote all Alan Watts' books literally by hand in order to polish his writing skills. His working method consists in studying the material thoroughly for about ten months, creating an image of the whole book in his head and then delivering it on paper over two or three months.

According to Wikipedia, Wilber is engaged in mapping the "neo-perennial philosophy", an integration of traditional mysticism typified by Aldous Huxley's "perennial philosophy" with an account of cosmic evolution akin to the ideas of the Indian philosopher Sri Aurobindo. What is the essence of Wilber's philosophy? This is how his way of attainment of truth is described, and quite precisely, to our mind, by Jack Crittenden, an American philosopher and a brilliant writer:

"Wilber's approach is the opposite of eclecticism. He has provided a coherent and consistent vision that seamlessly weaves together truth-claims from such fields as physics and biology; the ecosciences; chaos theory and the systems sciences; medicine, neurophysiology, biochemistry; art, poetry, and aesthetics in general; developmental psychology

ли тогда удивляться, что те, кто узко специализируется в одной конкретной области, могут обидеться, если их область не представлена в качестве центрального стержня мироздания.

В чем в действительности заключается его метод? В любой области Уилбер просто обращается к такому уровню абстракции, на котором различные конфликтующие подходы на проверку оказываются согласующимися друг с другом. Возьмем, к примеру, великие мировые религии. Все ли они согласны с тем, что Иисус – Бог? Нет. Значит, мы должны сбросить это со счетов. Все ли они согласны с тем, что Бог существует? Это зависит от того, что значит «Бог». Все ли они согласны в своих представлениях о Боге, если под «Богом» мы подразумеваем Дух, который во многих отношениях неопределим по сути, от буддистской Пустоты до иудейской тайны Божественного? Да, это подходит в качестве обобщения того, что Уилбер называет «ориентирующим обобщением» или «твердым выводом».

Точно так же Уилбер подходит и к другим областям человеческого знания: от искусства до поэзии, от эмпирики до герменевтики, от психоанализа до медитации, от теории эволюции до идеализма. В каждом случае он выстраивает ряд твердых и надежных, если не сказать неопровержимых, ориентирующих обобщений. Его не беспокоит (как не должно беспокоить и его читателей), примут ли другие области выводы любой данной области; короче говоря, не беспокойтесь, к примеру, если эмпирические выводы не согласуются с религиозными выводами. Вместо этого просто соберите вместе все ориентирующие выводы, как если бы каждая область содержала неизмеримо важные для нас вещи. Именно это и есть первый шаг, который Уилбер делает в своем методе синтеза, – своего рода феноменология всего человеческого знания на уровне ориентирующих обобщений. Иными словами, соберите вместе все истины, которые каждая область, по ее собственному мнению, может предложить человечеству. На некоторый момент просто предположите, что все они действительно верны.

Затем Уилбер выстраивает эти истины в цепи или сети смыкающихся заключений. На этом этапе он круто поворачивает от чистой эклектики к систематическому подходу. Ибо второй шаг в методе Уилбера состоит в том, чтобы взять все истины или ориентирующие обобщения, собранные на первом шаге, а затем поставить вопрос: «Какая логически непротиворечивая система фактически включала бы в себя наибольшее число этих истин?».

Кен Уилбер – автор множества книг, ряд которых переведен на русский язык (в конце мы даем краткую библиографию). Среди его произведений выделяется книга дневников «Один вкус». Предлагаем вашему вниманию несколько страниц из нее, посвященных теме духовных поисков, весьма актуальной как в Америке, так и в России. Уилбер стремится противостоять «масскультурным» духовным исследованиям и исканиям, в результате которых «содержание величайших учений зачастую оказывается превращенным из рева пламени освобождения во что-то, больше напоминающее успокаивающее бормотание калифорнийской горячей ванны».

and a spectrum of psychotherapeutic endeavors, from Freud to Jung to Piaget; the Great Chain theorists from Plato and Plotinus in the West to Shankara and Nagarjuna in the East; the modernists from Descartes and Locke to Kant; the Idealists from Schelling to Hegel; the postmodernists from Foucault and Derrida to Taylor and Habermas; the major hermeneutic tradition, Dilthey to Heidegger to Gadamer; the social systems theorists from Comte and Marx to Parsons and Luhmann; the contemplative and mystical schools of the great meditative traditions, East and West, in the world's major religious traditions. All of this is just a sampling. No wonder, those experts who are narrowly hub of the universe.

What is his actual method? In working with any field, Wilber simply backs up to a level of generalization at which the various conflicting approaches actually agree with one another. Take, for example, the world's great religious traditions: Do they all agree that Jesus is God? No. So we must jettison that. Do they all agree that there is a God? That depends on the meaning of "God." Do they all agree on God, if by "God" we mean a Spirit that is in many ways unqualifiable, from the Buddhists' Emptiness to the Jewish mystery of the Divine? Yes, that works as a generalization – what Wilber calls an "orienting generalization" or "sturdy conclusion."

Wilber likewise approaches all the other fields of human knowledge: art to poetry, empiricism to hermeneutics, cognitive science to meditation, evolutionary theory to idealism. In every case he assembles a series of sturdy and reliable, not to say irrefutable, orienting generalizations. He is not worried, nor should his readers be, about whether other fields would accept the conclusions of any given field; in short, don't worry, for example, if empiricist conclusions do not match religious conclusions. Instead, simply assemble all the orienting conclusions as if each field had incredibly important truths to tell us. This is exactly Wilber's first step in his integrative method – a type of phenomenology of all human knowledge conducted at the level of orienting generalizations.

In other words, assemble all of the truths that each field believes it has to offer humanity. For the moment, simply assume they are indeed true.

Wilber then arranges these truths into chains or networks of interlocking conclusions. At this point Wilber veers sharply from a method of mere eclecticism and into a systematic vision. For the second step in Wilber's method is to take all of the truths or orienting generalizations assembled in the first step and then pose this question: What coherent system would in fact incorporate the greatest number of these truths?"

Ken Wilber is the author of a great number of books with some of them translated into Russian (see the bibliography below). A real standout among his works is the "One Taste" diary-book. Let us offer you some pages from it dedicated to the spiritual quest which is a vital topic both in America and in Russia. Wilber tries to resist the "mass culture" spiritual research which often "turns the content of the greatest learnings from a roaring liberating flame into something more like a soothing babbling of a hot Californian bath."

ТРАНСЛЯЦИЯ В ПРОТИВОВЕС ТРАНСФОРМАЦИИ

Кен УИЛБЕР

В ряде книг (например, «Общительный Бог», «Ввысь из Рая», «Око Духа») я попытался показать, что религия как таковая всегда выполняла две очень важные, но очень разные функции. Во-первых, она действует как способ создания смысла для отдельного «я»: она предлагает мифы и истории, рассказы и повествования, ритуалы и возрождения, которые, вместе взятые, помогают отдельному «я» понимать и терпеть превратности жестокой судьбы. Эта функция религии обычно не ведет к обязательному изменению уровня сознания человека; она не приносит радикального преобразования. Не приносит она и решительного освобождения от самого отдельного «я». Скорее, она успокаивает «я», укрепляет «я», защищает «я», содействует «я». Коль скоро отдельное «я» верит мифам, исполняет ритуалы, произносит молитвы или придерживается догмы, человек горячо верит, что «я» будет «спасено» либо сейчас,

меньшинстве – функцию радикального преобразования и освобождения. Эта функция религии не укрепляет отдельное «я», а полностью разрушает его, она несет не утешение, а опустошение, не укрепление, а пустоту, не удовлетворенность, а взрыв, не спокойствие, а революцию, короче говоря, не традиционную поддержку сознания, а радикальное превращение и преобразование самого глубочайшего центра сознания.

Есть несколько способов, которыми можно сформулировать эти две важные функции религии. Первая функция – функция создания смысла для «я» – это разновидность горизонтального движения; вторая функция – функция превосходения «я» – это вертикальное движение (в высоту или в глубину, в зависимости от выбранной метафоры). Первую я назвал трансляцией, а вторую – трансформацией.

относительное вместо аналитического или прощение вместо осуждения. Затем «я» учится переводить свой мир и свое существо в понятия этого нового убеждения, или нового языка, или новой парадигмы, и эти новые и чарующие действия перевода, по крайней мере, временно, облегчают или ослабляют ужас, присущий сердцевине отдельного «я».

Но при трансформации сам этот процесс перевода подвергается сомнению, свидетельствуется, подрывается и в конечном итоге устраняется. При типичной трансляции «я» (самость), или субъект, получает новый образ мышления о мире, или объектах; но при радикальной трансформации само «я» исследуется, рассматривается, берется за горло и буквально душится до смерти.

И еще одна последняя формулировка: при горизонтальной трансляции, которая является значительно преобладающей, распространенной и

Ключевое для философии Кена Уилбера понятие – холон – фундаментальная структурная единица Космоса. Находясь в поисках того, что могло бы послужить базовыми строительными блоками существования, Уилбер соглашается с выводом, что любая сущность или концепция имеет двойную природу: как целое в себе и как элемент чего-то еще, то есть представляет собой холон. В книге «Краткая история всего» он дает такое популярное объяснение: «Например, целый атом является частью целой молекулы, а целая молекула является частью целой клетки, целая клетка является частью целого организма и так далее. Каждый из этих объектов не целое и не часть, а холон».

в славе спасения Богом или покровительства Богини, либо в загробной жизни, которая гарантирует вечное чудо.

Но, во-вторых, религия также выполняет – обычно в очень и очень незначительном

При трансляции «я» просто получает новый способ мыслить о реальности или чувственно воспринимать ее. Оно получает новое убеждение, быть может, холистическое вместо атомистического,

универсальной функцией религии, «я», по крайней мере, временно, делается счастливым в своей алчности, удовлетворенным в своем рабстве, самодовольным перед лицом кричащего страха,

TRANSLATION VERSUS TRANSFORMATION

Ken WILBER

In a series of books (e.g., "A Sociable God", "Up from Eden", and "The Eye of Spirit"), I have tried to show that religion itself has always performed two very important, but very different, functions. One, it acts as a way of creating meaning for the separate self: it offers myths and stories and tales and narratives and rituals and revivals that, taken together, help the separate self make sense of, and endure, the slings and arrows of outrageous fortune. This function of religion does not usually or necessarily change the level of consciousness in a person; it does not deliver radical transformation. Nor does it deliver a shattering liberation from the separate self altogether. Rather, it consoles the self, fortifies the self, defends the self, promotes the self. As long as the separate self believes the myths, performs the rituals, mouths the prayers, or embraces the dogma, then the self, it is fervently believed, will be "saved" – either now in the glory of being God-saved or Goddess-favored, or in an afterlife that insures eternal wonderment.

But two, religion has also served – in a usually very, very small minority – the function of radical transformation and liberation. This function of religion does not fortify the separate self, but utterly shatters it – not consolation but devastation, not entrenchment but emptiness, not complacency but explosion, not comfort but revolution – in short, not a conventional bolstering of consciousness but a radical transmutation and transformation at the deepest seat of consciousness itself.

There are several different ways that we can state these two important functions of religion. The first function – that of creating meaning for the self – is

a type of horizontal movement; the second function – that of transcending the self – is a type of vertical movement (higher or deeper, depending on your metaphor). The first I have named "translation," the second, "transformation."

With translation, the self is simply given a new way to think or feel about reality. The self is given a new belief – perhaps holistic instead of atomistic, perhaps forgiveness instead of blame, perhaps relational instead of analytic. The self then learns to translate its world and its being in the terms of this new belief or new language or new paradigm, and this new and enchanting translation acts, at least temporarily, to alleviate or diminish the terror inherent in the heart of the separate self.

But with transformation, the very process of translation itself is challenged, witnessed, undermined and eventually dismantled. With typical translation, the self (or subject) is given a new way to think about the world (or objects); but with radical transformation, the self itself is inquired into, looked into, grabbed by its throat and literally throttled to death.

Put it one last way: with horizontal translation – which is by far the most prevalent, widespread and widely shared function of religion – the self is, at least temporarily, made happy in its grasping, made content in its enslavement, made complacent in the face of the screaming terror that is in fact its innermost condition. With translation, the self goes sleepy into the world, stumbles numbed and nearsighted into the nightmare of samsara, is given a map laced with morphine with which to face the world. And this, indeed, is the common

condition of a religious humanity, precisely the condition that the radical or transformative spiritual realizers have come to challenge and to finally undo.

For authentic transformation is not a matter of belief but of the death of the believer; not a matter of translating the world but of transforming the world; not a matter of finding solace but of finding infinity on the other side of death. The self is not made content; the self is made toast.

Now, although I have obviously been favoring transformation and belittling translation, the fact is that, on the whole, both of these functions are incredibly important and altogether indispensable. Individuals are not, for the most part, born enlightened. They are born in a world of sin and suffering, hope and fear, desire and despair. They are born as a self ready and eager to contract; a self rife with hunger, thirst, tears and terror. And they begin, quite early on, to learn various ways to translate their world, to make sense of it, to give meaning to it, and to defend themselves against the terror and the torture never lurking far beneath the happy surface of the separate self.

And as much as we, as you and I, might wish to transcend mere translation and find an authentic transformation, nonetheless translation itself is an absolutely necessary and crucial function for the greater part of our lives. Those who cannot translate adequately, with a fair amount of integrity and accuracy, fall quickly into severe neurosis or even psychosis: the world ceases to make sense – the boundaries between the self and the world are not transcended but instead begin to crumble. This is not breakthrough but breakdown; not transcendence, but disaster.

ТРАНСЛЯЦИЯ В ПРОТИВОВЕС ТРАНСФОРМАЦИИ

который в действительности представляет собой его глубинное состояние. При трансляции «я» сонно бродит в мире, в оцепенении и близорукости натывается на кошмар сансары и получает приправленную морфином карту для ориентации в мире. И это, по существу, общее состояние религиозного человечества – как раз то состояние, которое духовные искатели, стремившиеся к радикальному преобразованию, научились подвергать сомнению и в конечном счете уничтожать.

Ибо при подлинном преобразовании речь идет не о веровании, а о смерти верующего; не о трансляции мира, а о трансформации мира, не о нахождении утешения, а о нахождении бесконечности по ту сторону смерти. «Я» не делается удовлетворенным; «я» аннулируется.

Но хотя я очевидно отдал предпочтение трансформации и принизил трансляцию, факт состоит в том, что в целом обе эти функции невероятно важны и абсолютно необходимы. Индивидуумы по большей части не рождаются просветленными. Они рождаются в мире греха и страдания, надежды и страха, желания и отчаяния. Они рождаются как «я», готовые и страстно желающие замкнуться в себе, с голодом и жаждой, слезами и страхом. И они довольно рано начинают учиться транслировать свой мир, понимать его, придавать ему смысл и защищать себя от страха и муки, никогда не скрывающихся глубоко под счастливой поверхностью отдельного «я».

И сколь бы сильно мы, вы и я ни могли желать превзойти простую трансляцию

и достичь подлинной трансформации, тем не менее сама трансляция остается абсолютно необходимой и решающей функцией для большей части нашей жизни. Те, кто не способен адекватно транслировать с достаточной целостностью и точностью, быстро впадают в тяжелый невроз или даже психоз: мир перестает иметь смысл – границы между «я» и миром не трансцендируются, но вместо этого начинают рушиться. Это не прорыв, а распад, не превосходение, а катастрофа.

Но на некотором этапе нашего процесса развития сама трансляция, сколь бы адекватной и уверенной она ни была, просто перестает утешать. Никакие новые убеждения, новая парадигма, новые мифы или новые идеи не останавливают вторгающееся страдание. Единственное, что помогает, – это не новое верование для «я», а превосходение самого «я».

И все же число индивидов, которые готовы для подобного пути, всегда было и, скорее всего, всегда будет очень незначительным меньшинством. Для большинства людей любой вид религиозного верования будет относиться к категории утешения: это будет новая горизонтальная трансляция, создающая какой-то вид смысла посреди уродливого мира. И религия всегда по большей части выполняла эту первую функцию, и выполняла ее хорошо.

Поэтому я также использую для описания этой первой функции (горизонтальной трансляции и создания смысла для отдельного «я») слово «законность». И большая часть важной роли религии состоит в том, чтобы

обеспечивать законность «я» – законность его убеждений, его парадигм, его мировоззрений и его образа жизни в мире. Эта функция религии – придание законности «я» и его убеждениям – неважно, насколько временной, относительной, не преобразующей или иллюзорной, – тем не менее была единственной величайшей и самой важной функцией мировых религиозных традиций. Способность религии обеспечивать горизонтальный смысл, законность и поддержку «я» и его верованиям – эта функция религии исторически была единственным величайшим «социальным связующим», имеющимся у любой культуры.

И нельзя легко или беспечно экспериментировать с основным связующим, которое обеспечивает целостность обществ. Поскольку чаще всего, когда это связующее разрушается – когда нарушается трансляция, – результатом, как мы говорили, становится не прорыв, а крушение, не освобождение, а социальный хаос.

Там, где транслирующая религия предлагает законность, трансформирующая религия предлагает подлинность. Тех немногих людей, которые готовы, то есть терзаются муками отдельного «я», и более не способны принимать узаконенное мировоззрение, все более и более настойчиво влечет преобразующее раскрытие к истине подлинности, истинному просветлению, истинному освобождению. И в зависимости от вашей способности к страданию вы рано или поздно ответите

TRANSLATION VERSUS TRANSFORMATION

But at some point in our maturation process, translation itself, no matter how adequate or confident, simply ceases to console. No new beliefs, no new paradigm, no new myths, no new ideas, will staunch the encroaching anguish. Not a new belief for the self, but the transcendence of the self altogether, is the only path that avails.

Still, the number of individuals who are ready for such a path is, always has been, and likely always

horizontal meaning, legitimacy and sanction for the self and its beliefs—that function of religion has historically been the single greatest "social glue" that any culture has.

And one does not tamper easily, or lightly, with the basic glue that holds societies together. Because more often than not, when that glue dissolves – when that translation dissolves – the result, as we were saying, is not breakthrough but breakdown, not liberation but social chaos.

consciousness quickly shakes all of that off its back, and settles instead into a glance that sees only a radiant infinity in the heart of all souls and breathes into its lungs only the atmosphere of an eternity too simple to believe.

Transformative spirituality, authentic spirituality, is therefore revolutionary. It does not legitimate the world, it breaks the world; it does not console the world, it shatters it. And it does not render the self content, it renders it undone.

The key idea of Wilber's is the holon, a fundamental structural unit of the Kosmos. In pursuit of basic structural blocks of the existence Wilber accepts a conclusion that every entity and concept shares a dual nature: as a whole unto itself, and as a part of some other whole – that is represents a holon. In "A Brief History of Everything" he gives the following popular explanation, "A whole atom makes part of a molecule; a whole molecule makes part of a whole cell; a whole cell is part of a whole organism, and so on. Each of these entities is neither a whole nor a part, but a whole/part, a holon."

will be, a very small minority. For most people, any sort of religious belief will fall instead into the category of consolation: it will be a new horizontal translation that fashions some sort of meaning in the midst of the monstrous world. And religion has always served, for the most part, this first function, and served it well.

I therefore also use the word "legitimacy" to describe this first function (the horizontal translation and creation of meaning for the separate self). And much of religion's important service is to provide legitimacy to the self – legitimacy to its beliefs, its paradigms, its worldviews and its way in the world. This function of religion to provide a legitimacy for the self and its beliefs – no matter how temporary, relative, nontransformative, or illusory – has nonetheless been the single greatest and most important function of the world's religious traditions. The capacity of a religion to provide

Where translatable religion offers legitimacy, transformative religion offers authenticity. For those few individuals who are ready – that is, sick with the suffering of the separate self, and no longer able to embrace the legitimate worldview – a transformative opening to true authenticity, true enlightenment, true liberation, calls more and more insistently. And, depending upon your capacity for suffering, you will sooner or later answer the call of authenticity, of transformation, of liberation on the lost horizon of infinity.

Transformative spirituality does not seek to bolster or legitimate any present worldview at all, but rather to provide true authenticity by shattering what the world takes as legitimate. Legitimate consciousness is sanctioned by the consensus, adopted by the herd mentality, embraced by the culture and the counterculture both, promoted by the separate self as the way to make sense of this world. But authentic

It is a fairly common belief that the East is simply awash in transformative and authentic spirituality, but that the West – both historically and in today's "New Age" – has nothing much more than various types of horizontal, translatable, merely legitimate and therefore tepid spirituality. And while there is some truth to that, the actual situation is much gloomier, for both the East and the West alike.

First, although it is generally true that the East has produced a greater number of authentic realizers, nonetheless, the actual percentage of the Eastern population that is engaged in authentic transformative spirituality is, and always has been, pitifully small. I once asked Katigiri Roshi, with whom I had my first breakthrough (hopefully, not a breakdown), how many truly great Ch'an and Zen masters there have historically been. Without hesitating, he said, "Maybe one thousand altogether." ►

ТРАНСЛЯЦИЯ В ПРОТИВОВЕС ТРАНСФОРМАЦИИ

на призыв подлинности, трансформации, освобождения на утраченном горизонте бесконечности.

Трансформирующая духовность стремится не укреплять или узаконивать какое бы то ни было существующее мировоззрение, а скорее обеспечивать истинную подлинность путем разрушения того, что мир считает законным. Узаконенное сознание санкционируется консенсусом, принимается стадным менталитетом, используется и культурой, и контркультурой, поощряется отдельным «я» как способ понимания смысла этого мира. Но подлинное сознание быстро избавляется от всего этого и взамен приобретает качество взгляда, который видит только сияющую бесконечность в глубине всех душ и вдыхает только атмосферу вечности, слишком простой, чтобы в нее верить.

Поэтому трансформирующая духовность, подлинная духовность революционна. Она не узаконивает мир, она ломает мир, не утешает мир, а разрушает его. И она не делает «я» удовлетворенным, она его уничтожает.

Довольно широко распространено убеждение, что Восток просто наполнен преобразующей и подлинной духовностью, тогда как Запад – как исторически, так и в сегодняшний Новый век – не имеет ничего большего, чем разнообразные виды горизонтальной, транслирующей, всего лишь узаконенной и потому умеренной духовности. И хотя в этом есть доля истины, действительная ситуация гораздо мрачнее и на Востоке, и на Западе.

Во-первых, хотя в целом верно, что Восток породил большее количество подлинных духовных адептов, реальная доля населения, занятого подлинной преобразующей духовностью, прискорбно мала и всегда была такой. Я как-то спросил Катагири Роши, с которым у меня был мой первый прорыв (надеюсь, не провал), сколько истинно великих мастеров дзен и чань существовало за всю историю. Он без промедления ответил: «Возможно, всего одна тысяча». Я спросил еще одного мастера дзен, сколько истинно просветленных – глубоко просветленных – японских мастеров дзен живы в настоящее время, и он ответил: «Не больше дюжины».

Давайте просто примем, в целях дискуссии, что это приблизительно верные ответы. Взглянем на цифры. Если мы предположим, что в течение всей истории существовал только один миллиард китайцев (а это крайне заниженная оценка), это все равно означает, что лишь одна тысяча из миллиарда достигла подлинной, преобразующей духовности. Для тех из вас, у кого нет калькулятора, скажу, что это 0,0000001 всего населения. (Даже если мы возьмем один миллион вместо одной тысячи, это по-прежнему всего 0,001 населения – жалкая капля в бочке.)

И это, без сомнения, означает, что все остальное население участвовало (и участвует) в лучшем случае в различных видах горизонтальной, транслирующей, всего лишь узаконенной религии: они занимались магическими

практиками, мифическими верованиями, эгоической просительной молитвой, магическими ритуалами и так далее – иными словами, трансляционными способами придания смысла отдельному «я», трансляционной функцией, которая, как мы говорили, была главным социальным связующим китайской (и всех других) культур, существовавших до настоящего момента.

Таким образом, никоим образом не принижая поистине ошеломляющие достижения славных восточных традиций, можно сказать совершенно прямо: радикальная трансформирующая духовность чрезвычайно редка повсюду в истории и повсюду в мире (цифры для Запада еще больше угнетают).

Итак, хотя можно весьма справедливо сетовать на то, как мало людей на Западе сегодня занимаются поистине подлинной и радикально преобразующей духовной реализацией, не будем прибегать к ложным доводам, утверждая, что ситуация была принципиально иной в более ранние времена или в других культурах. Иногда она была чуть лучше, чем мы видим здесь и сейчас на Западе, но факт остается фактом: подлинная духовность – это крайне редкое явление повсюду, в любое время и в любом месте. Поэтому давайте исходить из бесспорного факта, что вертикальная, преобразующая подлинная духовность – это одна из самых драгоценных жемчужин во всей человеческой традиции именно потому, что, подобно всем драгоценностям, она невероятно редкостна. ●

TRANSLATION VERSUS TRANSFORMATION

I asked another Zen master how many truly enlightened – deeply enlightened – Japanese Zen masters there were alive today, and he said, "Not more than a dozen."

Let us simply assume, for the sake of argument, that those are vaguely accurate answers. Run the numbers. Even if we say there were only one billion Chinese over the course of its history (an extremely low estimate), that still means that only one thousand out of one billion had graduated into an authentic, transformative spirituality. For those of you without a calculator, that's 0.0000001 of the total population. (Even if we take one million instead of one thousand, it will still make 0.001 of the population – a pathetic drop in the ocean.)

And that means, unmistakably, that the rest of the population were (and are) involved in, at best, various types of horizontal, translative, merely legitimate religion: they were involved in magical practices, mythical beliefs, egoic petitionary prayer, magical rituals, and so on – in other words, translative ways to give meaning to the separate self, a translative function that was, as we were saying, the major social glue of the Chinese (and all other) cultures to date.

Thus, without in any way belittling the truly stunning contributions of the glorious Eastern traditions, the point is fairly straightforward: radical transformative spirituality is extremely rare, anywhere in history, and anywhere in the world. (The numbers for the West

are even more depressing.)

So, although we can very rightly lament the very small number of individuals in the West who are today involved in a truly authentic and radically transformative spiritual realization, let us not make the false argument of claiming that it has otherwise been dramatically different in earlier times or in different cultures. It has on occasion been a little better than we see here, now, in the West, but the fact remains: authentic spirituality is an incredibly rare bird, anywhere, at any time, at any place. So let us start from the unarguable fact that vertical, transformative, authentic spirituality is one of the most precious jewels in the entire human tradition – precisely because, like all precious jewels, it is incredibly rare. ☉

Книги Уилбера на русском языке

- Никаких границ. Восточные и западные пути личностного роста. – 1998, 2003.
- Проект Атман. Трансперсональный взгляд на человеческое развитие. – 1999, 2004.
- Око Духа. Интегральное видение для слегка свихнувшегося мира. – 2002.
- Один вкус. Дневники Кена Уилбера. – 2004.
- Интегральная психология. Сознание, Дух, Психология, Терапия. – 2004.
- Краткая история всего. – 2006.
- Благодать и стойкость. – 2008.
- Интегральное видение. – 2009.
- Интегральная духовность. – 2009.

Основные книги Уилбера
Key books by Wilber

- The Spectrum of Consciousness, 1977
- Eye to Eye: The Quest for the New Paradigm, 1983
- Sex, Ecology, Spirituality: The Spirit of Evolution, 1st ed. 1995, 2nd rev. ed. 2001
- A Brief History of Everything, 1st ed. 1996, 2nd ed. 2001: ISBN 1-57062-740-1
- The Eye of Spirit: An Integral Vision for a World Gone Slightly Mad, 1997, 3rd ed. 2001
- One Taste: The Journals of Ken Wilber, 1999, rev. ed. 2000
- Integral Psychology: Consciousness, Spirit, Psychology, Therapy, 2000,
- Theory of Everything: An Integral Vision for Business, Politics, Science and Spirituality, 2000
- Cosmic Consciousness (12 hour audio interview on ten CDs), 2003
- Integral Spirituality: A Startling New Role for Religion in the Modern and Postmodern World, 2006
- The Integral Vision: A Very Short Introduction to the Revolutionary Integral Approach to Life, God, the Universe, and Everything, 2007
- Transformations of Consciousness, 2008
- The Many Faces of Terrorism, 2009
- Cosmic Karma and Creativity: Volume Two of the Kosmos Trilogy, 2009

Отдых в «Киевской Руси»



Четырехзвездочная курортная гостиница с лечебно-оздоровительными функциями «Киевская Русь – Сходниця» приглашает к себе гостей, желающих хорошо отдохнуть и укрепить здоровье в живописном уголке северо-восточных склонов Карпат, бальнеологическом курортном поселке Сходниця, расположенном на высоте 600–900 м над уровнем моря.

Целебные сходницкие воды в сочетании с горным воздухом, насыщенным легкими эфирными смолами, помогут вам активизировать работу всех органов и систем организма, улучшить самочувствие и наполниться силами и энергией на длительное время. Слабоминерализованные воды Сходницкого месторождения (38 источников и 17 скважин) не имеют аналогов в мире для лечения заболеваний почек, печени, желчного пузыря, желчевыводящих путей, нарушений обмена веществ, хронических панкреатитов, анемий, болезней желудочно-кишечного тракта. Они выводят из организма радионуклиды, очищают его от шлаков и повышают иммунитет.

Уникальной Сходницю называют потому, что здесь на сравнительно небольшой территории сосредоточены разные виды лечебных вод: слабоминерализованные, подобно «Нафтусе», с растворенными органическими веществами в количестве 10–30 мг/л. В их состав входят ценные микроэлементы, а также специфические физиологические группы микроорганизмов, которые усиливают лечебное действие; слабоминерализованные железистые воды с содержанием железа от 20 до 70 мг/л, в форме как двухвалентного катиона, так и комплексов с органическими веществами, что обуславливает уникальность этих вод; щелочные (содовые) минеральные воды типа «Боржоми», которых нет ни на одном другом курорте Украины. Есть в Сходнице еще один тип минеральных вод – хлоридно-натриевые с повышенным содержанием брома (минерализация от 35 до 100 мг/л), которые могут использоваться как внутренне, так и наружно при функциональных расстройствах нервной системы и заболеваниях кожи.

Гости получают возможность не только красиво отдохнуть, но и вылечить разнообразные болезни. Для этого в гостинице созданы все надлежащие условия. Высококвалифицированные работники медицинского центра проведут соответствующую диагностику и обследование, предоставят квалифицированные советы и рекомендации относительно состояния здоровья. В соответствии с диагнозом определяют режим употребления и тип минеральных вод для внутреннего и внешнего применения.

Медицинский центр предоставляет широкий спектр услуг. Подробности на сайте www.kyivskaruss.com.ua.

Не придется скучать здесь и любителям активного отдыха: неподалеку от гостиницы есть два горнолыжных спуска, где можно кататься на лыжах, санях, сноубордах, квадроциклах. Кроме того, гости имеют возможность половить форель с берега живописного озера, покататься на велосипедах, совершить поездки и экскурсии по Западной Украине.

Каждый раз, собираясь в отпуск, мы мечтаем о чистом воздухе, красивой природе, покое, комфорте и уюте, внимании, хорошем обслуживании и многих других вещах, которые делают наш отпуск приятным и незабываемым. В Сходнице, прогуливаясь лесными тропинками, вы почувствуете, что попали в сказку. Настоянный на травах, с запахом леса, реки и безграничного спокойствия горный воздух, невероятно красивые пейзажи, непостижимый привкус карпатских тайн в историях и легендах края, и, конечно, целебные воды – все это с древних времен притягивало сюда желающих почерпнуть из безграничных источников крепкого карпатского здоровья, убежать от безумного ритма будней и почувствовать гармонию своей души с миром уникальной природы.



82391, Украина, Львовская обл., п.г.т. Сходница,
ул. Шевченко, 2а
Курортный отель с лечебно-оздоровительными
функциями «Киевская Русь-Сходница»
+380 (3248) 489 01,
+380 95 414 33 44
booking@kyivskaruss.com.ua
www.kyivskaruss.com.ua



18 – 20 октября 2011
Москва, ВВЦ, павильон №75

Раскройте истинный потенциал Арктики на Конференции и Выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

- ◆ Геология и разведка
- ◆ Бурение и строительство скважин
- ◆ Разработка наземных и морских месторождений
- ◆ Технология разработки и добыча
- ◆ Новейшие технологии и пределы их использования
- ◆ Кадровые ресурсы
- ◆ Промышленная безопасность, охрана окружающей среды, социальная ответственность
- ◆ Технические задачи и нерешенные проблемы
- ◆ Сбор метеорологических и морских данных и наблюдения за окружающей средой

- **Новое техническое мероприятие уровня b2b для специалистов нефтегазовой отрасли:**
уникальная возможность доступа к новейшим технологиям, работам ведущих технических специалистов, инженеров и экспертов, платформа для профессионального общения и обмена мнениями
- **Конференционная программа, составленная SPE, под общей темой «Экстремальные проблемы для разведки и добычи».**
Сопредседатели оргкомитета: С.В. Брезицкий (исполнительный вице-президент по разведке и добыче компании ТНК-BP) и А.Б. Золотухин (проректор Российского Государственного Университета Нефти и Газа им. И.М. Губкина)
- **Уникальная возможность участия – «Инкубатор технологий»:**
возможность для развивающихся, инновационных компаний продемонстрировать свои разработки и применение новых технологий

Свяжитесь с нами сейчас, чтобы зарезервировать стенд на выставке!

Контакты в Москве:

Наталья Ситникова, менеджер проекта: Тел.: +7 495 937 6861, доб. 136. E-mail: natalia.sitnikova@reedexpo.ru

Контакты в Лондоне:

Наталья Яценко, менеджер проекта: Тел.: +44 (0)20 8910 7194. E-mail: natalia.yatsenko@reedexpo.co.uk

Подробная информация о мероприятии на сайте www.arcticoilgas.ru



Конференция



Выставка

Организаторы

Reed Exhibitions®
ООО «Рид Эક્сивер»



Society of Petroleum Engineers



БАЛАКИРОВ Юрий Айрапетович

Окончил в 1955 году Азербайджанский институт нефти и химии, получив звание горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений. До 1967 года работал на предприятиях Азербайджана.

С 1967 года был принят на работу в УкргипроНИИнефть в должности заведующего отделом. С 1973 по 1997 год работал начальником отдела техники и технологии добычи нефти, газа и конденсата Института «УкргипроНИИнефть». С 1997 года – вице-президент Международного научно-технического университета им. Ю.Н. Бугая (МНТУ), директор НИИ нефтегазовых инновационных технологий.

С 2004 года – начальник отдела ДП «Науканефтегаз» НАК «Нефтегаз Украины».

С 2008 года по настоящее время – заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited.

Кандидатскую диссертацию защитил в 1962 году, докторскую – в 1977 году в Москве.

Создал научную школу: подготовил одиннадцать кандидатов наук и трех докторов наук по специальности «разработка нефтегазовых месторождений». Три кандидата наук (доктора философии) работают на месторождениях Сирии и Кубы. Два доктора наук трудятся в Китае и Сирии, остальные – в России, Беларуси, Узбекистане, Азербайджане.

С 1997 по 2001 год избирался китайским руководством заместителем редактора международного нефтегазового журнала, выходящего не только на китайском, но и на английском и русском языках.

Заслуженный деятель науки и техники. Награжден орденами и медалями, в том числе «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.». Почетный нефтяник СССР и Украины.

Автор 28 книг и монографий, более 270 научно-технических статей, 98 изобретений СССР, свыше 280 патентов Украины и России.

Академик Академии горных наук Украины, Украинской нефтегазовой академии наук и Международной академии наук высшей школы. Разработанные Ю.А. Балакировым инновационные технологии внедрены на месторождениях Польши, России, Болгарии, Туркменистана, Сирии, Китая, Ирака, США и др.

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

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

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама – marketing@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2011 год – 3000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2011 год – 2100 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4500 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2011 год

☐ на печатную версию ☐ на электронную версию

Я желаю подписаться как Пришлите счет на подписку

☐ юридическое ☐ физическое ☐ по факсу ☐ по электронной
лицо лицо почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов. Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

Подпись

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017 Russia
 Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
 tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
 E-mail: editor-in-chief – halina.bulyka@cttimes.org, marketing and advertising –
 marketing@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version
 of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.
 E-subscription is available! Cost of annual e-version
 of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

**Special offer! Annual printed subscription +
 e-subscription is \$150,00.**

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2011

☐

for printed version

☐

for e-version

I would like to subscribe as

Send the Subscription Invoice

☐

Legal Entity

☐

Natural Person

☐

by fax

☐

by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephon number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted
 with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place
 in the Journal the information useful for you and choose the material to
 meet your professional interests most. Please, specify what material you
 would like to find in Coiled Tubing Times Journal

Signature

NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD

Yury A. BALAKIROV

In 1955 graduated from Azerbaijan Oil and Chemistry
 Institute and was qualified as Mining Engineer in
 development of oil and gas fields. Until 1967 he worked
 at various enterprises of Azerbaijan.

In 1967 Mr. Balakirov was employed by the
 UkrigiproNIlneft R&D institute in the capacity of Head of
 Department. From 1973 till 1997 he worked as Head of
 the Department of Equipment and Technology of Oil,
 Gas and Condensate Production, UkrigiproNIlneft R&D
 Institute. Since 1997 – Vice-President of the International
 Scientific and Technical University named after
 Y.N. Bugay (ISTU), Director of Research and Development
 Institute of Oil and Gas Innovative Technologies.

Since 2004 – Head of Department, subsidiary
 enterprise Naukaneftegaz, NJSC Naftogaz of Ukraine.

Since 2008 to present day – Deputy Director for science
 and technology of the International Company
 Yug-Neftegaz Private Limited.

He defended his PhD thesis in 1962 and Doctoral thesis
 in 1977 in Moscow.

Mr. Balakirov trained eleven PhDs and three Doctors
 of Science in the “Development of oil and gas fields”
 specialty. Three PhDs work at the oilfields of Syria
 and Cuba; two Doctors of Science work in China and
 Syria; others work in Russia, Belarus, Uzbekistan and
 Azerbaijan.

From 1997 till 2001 the Chinese officials elected
 Yury Balakirov as Deputy Editor of the international oil
 and gas journal published in the Chinese, English and
 Russian languages.

Mr. Balakirov is an Honored worker of science and
 technology. He was awarded orders and medals
 including a medal “For Valiant Labor during Great
 Patriotic War 1941–1945”, Honored Oil Industry Worker
 of USSR and Ukraine.

Yury A. Balakirov is the author of 28 books and
 monographs, more than 270 scientific-technical articles,
 98 USSR inventions, more than 280 patents of Ukraine
 and Russia.

Yury A. Balakirov is an Academician of the Academy
 of Mining Sciences of Ukraine, Ukrainian Oil and Gas
 Academy and International Higher Education Academy
 of Sciences. Innovative technologies developed
 by Mr. Balakirov were implemented at the fields of
 Poland, Russia, Bulgaria, Turkmenistan, Syria, China, Iraq
 and other countries.

ЧИТАЙТЕ В СЛЕДУЮЩЕМ НОМЕРЕ:

- об инновациях, представленных
на «МИОГЕ-2011»
- об опыте колтюбингового бурения
в мире и СНГ
- об изолирующем инструменте,
о пакерах и пробках, в том числе
для одновременно-раздельной
эксплуатации и проведения РИР
- о реагентах для ограничения
водоприток

READ IN THE NEXT ISSUE:

- innovations showcased at MIOGE 2011
- coiled tubing drilling practices in CIS
and worldwide
- isolation tools, packers and plugs,
including tools for dual production
and squeeze cementing
- agents for water shutoff