



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.Л. ТАМАМЯНЦ, 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. TRETIK, 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 РЕДАКТОР – 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 промышленной 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 EDITOR – 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 № 9584

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». Это сдвоенный выпуск: фактически под одной обложкой вы получили два стандартных журнала. Пользуясь возможностями увеличенного объема, редакция расширила в первую очередь рубрику «Технологии», поскольку, согласно опросам, именно она вызывает наибольший интерес у наших читателей.

Рубрика «Технологии» освещает первый мировой опыт проведения геофизических исследований в добывающих скважинах с использованием ГНКТ с оптоволоконным кабелем, гидropескоструйную перфорацию эксплуатационной колонны ISOJET при использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП, уникальные ремонтно-изоляционные работы с использованием колтюбинга на месторождениях Туркменистана и другие решения.

На «Вопросы специалисту» отвечает Джоел Парк, известный авторитет в области колтюбингового бурения. В материале рассматриваются как актуальные проблемы этой передовой технологии, так и препятствия на пути ее более широкого распространения. Джоел Парк в одном из ответов подчеркивает, что в настоящее время только одна-две компании в мире предлагают на рынке работоспособное оборудование для колтюбингового бурения. Я рад сообщить моим дорогим читателям, что в «ВК» №37 опубликована статья об успешном опыте колтюбингового бурения многоствольных скважин, выполненного с помощью системы направленного бурения, разработанной СЗАО «Новинка», Группа ФИД. Авторы пишут: «Стабилизация работы СНБ в составе управляемой КНБК, наличие надежных средств управления траекторией ствола скважины, а также регистрации и передачи забойных данных – все это позволяет предполагать возможность перехода в ближайшей перспективе к более прогрессивным методам вскрытия продуктивных отложений с колтюбингом: бурению и заканчиванию скважин на равновесии и депрессии». Жду от разработчиков СНБ и специалистов, ее эксплуатирующих, новых многообещающих результатов!

Новый номер «ВК» выходит накануне 12-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

Я желаю успеха конференции и не сомневаюсь, что с ее трибуны будут озвучены самые передовые сведения по широкому кругу внутрискважинных работ. Редакция будет рада предложить их вашему вниманию в новых номерах «Времени колтюбинга».

Рон КЛАРК



EDITORIAL

You are holding a new issue of Coiled Tubing Times journal in your hands. In fact, these are two numbers under one cover. Using the opportunity of increasing the capacity of the journal, the editorial board expanded the column "Technologies" in the first place. According to the polls, it attracts the most interest of our readers.

"Technology" column covers the world's first production logging with fiber optic enabled coiled tubing, ISOJET technology of sand jet perforation of the production string with coiled tubing followed by hydraulic fracturing, unique CT-based remedial cementing at the fields of Turkmenistan and other solutions. Joel Park, the well-known CT expert answers "Questions to specialist". The column raises both the relevant issues of this advanced technology and obstacles on the way of its wider dissemination. In one of the answers Park stresses that only one or two companies in the world supply efficient equipment for CT drilling at the moment.

I am happy to inform our readers that №37 of "CTT" published an article about successful CT drilling experiment. A directional drilling system for multilateral wells was designed by CZAO Novinka, FID Group. The authors write: "Stabilization of BHA operation in the controlled DDS, reliable resources of drilling course control, registration and supply of bottomhole data – all of it provides for soon introduction of more advanced CT methods of pay zones completion: balanced and underbalanced well drilling and completion". I am waiting new, far reaching results from the designers and operators of the DDS!

New issue of "CTT" is released on the eve of the 12th International Coiled Tubing and Well Interventions conference.

I wish success to the conference having no doubts that it will come up with the cutting-edge information on a wide range of well intervention issues. The editorial board will be happy to flaunt it in the new issues of Coiled Tubing Times.

Ron CLARKE

**С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ,
ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!**

ГОСТЬ НОМЕРА

Формула успеха инновационного проекта
(интервью с **Л.М. Груздиловым**, председателем
совета Группы ФИД, автором проекта
«Время колтюбинга»).....6

ПЕРСПЕКТИВЫ

*Н.А.Демяненко, Ю.А.Бутов, А.Н.Богатко, П.В.Ревяков,
С.А.Атрушкевич, Н.Н.Клубников, А.Г.Салов*
Опыт колтюбингового бурения
многоствольных скважин на месторождениях
РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть»14

В.В.Лантев
Будет ли российский нефтегазовый сервис
интегрирован?22

ТЕХНОЛОГИИ

*Видал Ноя, Абдур Рахман Адил, Келлен Вольф, Сунг Сеон Чи,
Джон Стакер, Фернандо Родригес*
Первый мировой опыт проведения
геофизических исследований в добывающих
скважинах с использованием ГНКТ
с оптоволоконным кабелем32

*Станислав Заграничный, Евгений Казаков,
Александр Казаков*
Технология гидropескоструйной перфорации
эксплуатационной колонны ISOJET при
использовании ГНКТ и с последующим
проведением ГРП44

И.Б.Буркинский, Ю.А.Балакиров, В.Н.Бровчук, Я.М.Бойко
Гибкая труба колтюбинговой установки
способна пропускать высоковязкую
тампонирующую жидкость и
магнитоактивные вещества для ограничения
водопритоков на нефтяных скважинах
(из опыта работ на нефтегазовых месторождениях
Туркменистана)50

М.В.Листак
Проблемы предотвращения пескообразования
и удаления песчаных пробок в обводняющихся
газовых скважинах60

ПРАКТИКА

И цена, и качество
(круглый стол представителей нефтегазодобывающих
компаний)64

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Доступность КНБК – главное условие развития
колтюбингового бурения
(на вопросы отвечает технический консультант по
продажам оборудования для колтюбингового бурения
Джоел Парк)72

Характеристики наиболее распространенных
колтюбинговых установок, работающих
в России76

ОБОРУДОВАНИЕ

А.М.Овсянкин
Мы используем пакерно-якорное оборудование
только премиум-класса78

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

А.В.Денисова
Защита нефтепромыслового оборудования
ингибиторами солеотложений производства
ООО «ФЛЭК»86

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А.Балакиров
От качества расклинивающих материалов
зависит окупаемость ГРП.....91

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Метан угольных пластов92

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Под знаком модернизации
(11-я Московская Международная выставка «Нефть и Газ»/
MIOGE 2011)98

Нефтепромысловая химия – 2011
(6-я Всероссийская научно-практическая конференция
в Российском государственном университете нефти и газа
им. И.М. Губкина)104

Новая техника и технологии для
геофизических исследований скважин
(17-я Научно-практическая конференция в Уфе)108

Нефть и газ, нефтепереработка
и нефтехимия Каспия
(18-я Международная выставка и конференция
в Баку)112

РЕГИОНЫ

С.Торпачёв
Колтюбинговые технологии в Украине114

ЮБИЛЕИ

Фидмаш: первая десятилетка118

Анкета «Времени колтюбинга»126

Красота месторождений130

А–Ω

Фелипе Фернандес-Арместо
и его «Цивилизации»134

GUEST OF THE ISSUE

Key to Success of Innovation Projects

(interview with **L. Hruzdzilovich**, Chairman of the Board of FID Group, author of Coiled Tubing Times Project)6

PROSPECTS

N. Demianenko, Yu. Butov, A. Bogatko, P. Reviakov, S. Atrushkevich, N. Klubnikov, A. Salov

Experience of CT Drilling of Multilateral Wells on the Fields of RUE "Production Association Belorusneft"14

V. Laptev

Will Russian O&G Service Be Integrated?.....22

TECHNOLOGIES

V. Noya, A. R. Adil, K. Wolf, S. S. Chee, J. Stuker, F. Rodriguez

World's First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT)32

S. Zagranichny, Ye. Kazakov, A. Kazakov

ISOJET Technology of Sand Jet Perforation of the Production String With the Use of Coiled Tubing Followed by Hydraulic Fracturing44

I. Burkinsky, Yu. Balakirov, V. Brouchuk, Ya. Boyko

Coiled Tube Is Able to Transmit Highly-Viscous Plugging Fluid and Magnetic Substances for Water Shutoff in Oil Wells
(based on work experience at oil and gas fields of Turkmenistan)50

M. Listak

Issues of Sand Production Prevention and Removal of Sand Plugs in the Watering Out Gas Wells60

PRACTICE

Price and Quality

(round table of the representatives of the oil and gas producing companies)64

QUESTIONS TO SPECIALIST

BHA Availability is the Main Condition for CTD Development

(**Joel Park**, Coiled Tubing Drilling Technical Sales, NOV is answering the questions)72

Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia76

EQUIPMENT

A. Ovsyankin

We Use Only Premium Class Packer/Anchor Equipment78

OILFIELD CHEMISTRY

A. Denisova

Protection of Oil Field Equipment by Scale Inhibitors Manufactured by FLEK86

EDITORIAL BOARD COLUMN

Yu. Balakirov

The Quality of Propping Materials Determines the Profitability of Hydraulic Fracturing91

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS

Coal Bed Methane92

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

Modernization Is a Trend

(11th Moscow International Oil and Gas Exhibition 2011/ MIOGE 2011)98

Oilfield Chemistry – 2011

(6th All-Russian Research and Practice Conference in the I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas)104

New Equipment and Technologies for Geophysical Well Logging

(17th Scientific and Practical Conference in Ufa)108

Oil & Gas Crude Refining and Petrochemistry of the Caspian Sea

(18th International Conference in Baku)112

REGIONS

S. Torpachev

Coiled Tubing Technologies in Ukraine114

JUBILEES

Fidmash Marks Its Tenth Anniversary118

The Coiled Tubing Times Questionnaire126

Beauty of Land Deposits130

A—Ω

Felipe Fernández-Armesto

and His 'Civilizations'134

ФОРМУЛА УСПЕХА ИННОВАЦИОННОГО ПРОЕКТА

KEY TO SUCCESS OF INNOVATION PROJECTS

*В рубрике «Гость номера»
выступает Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ,
председатель совета Группы
ФИД, автор проекта «Время
кольтюбинга»*

*The Guest of the Issue column hosts
L.M. HRUZDZILOVICH, Chairman of the
Board of FID Group, Coiled Tubing Times
Project author*

*Родился 15 июня 1951 года в Беларуси.
В 1974 году окончил Московский физико-
технический институт. Трудовую
деятельность начал в качестве
инженера-конструктора на одном из
оборонных предприятий России.*

*В 1989 году стал организатором
создания Белорусского фонда
изобретательской деятельности
(ФИД), должность председателя совета
которого занимает по настоящее время.
Фонд и созданные им предприятия
составляют Группу ФИД.*

*В 1998 году Л.М. Груздилович на базе
КБ ФИДа «Новинка» начал проект по
созданию оборудования для нефтегазового
сервиса, прежде всего кольтюбингового.
В рамках этого проекта в 2001 году
было организовано специализированное
предприятие СЗАО «Фидмаш»,
осуществляющее полный цикл создания
современного оборудования для
нефтегазового сервиса: разработку и
постановку на производство, выпуск,
сервисное обслуживание и подготовку
персонала, эксплуатирующего
оборудование. С 2005 года – совместное
предприятие с NOV.*

*75% кольтюбинговых установок,
поставленных в РФ и другие страны СНГ
с 2000 года, разработаны и изготовлены
предприятиями Группы ФИД.*

*Л.М. Груздилович – председатель ученого
совета Центра развития кольтюбинговых
технологий (г. Москва), ст. сопредседатель
российского отделения Ассоциации
специалистов по кольтюбинговым
технологиям и внутрискважинным
работам ICoTA.*

*Имеет правительственные награды
Республики Беларусь.*



*Born in Belarus, on June 15, 1951. In 1974 he graduated
from Moscow Institute of Physics and Technology. First
workplace – a design engineer at one of the Russian
defense enterprises.*

*In 1989 he established the Belarusian Foundation for
Inventors Activity (FID) and since then has occupied the
post of the chairman of its board. The Foundation and
its businesses comprise FID Group.*

*In 1998 L.M. Hruzdzilovich launched a project in
the development laboratory of Novinka (FID) fund for
producing equipment for oil and gas service, mostly
for coiled tubing. In 2001 the project gave rise to NOV
Fidmash, a specialized enterprise designated for a
complete production cycle of modern equipment for oil
and gas service: design, manufacture, serial production
and service maintenance and training of the staff running
the equipment. Since 2005 it has been a joint venture
with NOV.*

*FID group enterprises have designed and produced 75%
of the coiled tubing units which have been delivered to the
Russian Federation and other CIS countries since 2000.*

*L.M. Hruzdzilovich is the Chairman of the Scientific
Council of the Coiled Tubing Technologies Development
Centre (Moscow), Senior Co-Chair of the Intervention
& Coiled Tubing Association (ICoTA).*

*He is the holder of government awards of the Republic
of Belarus.*

**Поздравляем Леонида Михайловича с юбилеем и желаем ему
успешного осуществления всех проектов!**

**We congratulate Leanid Mikhailovich on his jubilee.
May success attend all his projects!**

KEY TO SUCCESS OF INNOVATION PROJECTS

Время колтубинга: Леонид Михайлович, Вы являетесь председателем совета Группы ФИД. Как бы Вы охарактеризовали эту структуру? Для каких целей она была создана и какие составляющие включает?

Леонид Груздилович: Группа ФИД – это Фонд изобретательской деятельности, как, собственно, и расшифровывается аббревиатура ФИД, и созданные им для осуществления инновационных проектов предприятия. Фонд является венчурным по своей структуре и целям, он был образован более двадцати лет назад для решения практических научно-технических, внедренческих, инновационных задач. В результате изучения принципов деятельности подобных венчурных структур в Японии, США

За двадцать два года Группой ФИД было осуществлено более 50 инновационных проектов.

FID Group has carried out over 50 innovation projects in 22 years.

и Западной Европе и применения их к нашим условиям мне, по-видимому, удалось найти одну из удачных схем работы с инновациями. Работа организована следующим образом: проводится оценка перспективности проекта, доработка идеи до товарного вида, а затем для осуществления этого проекта создается специализированное предприятие. За период существования Группы ФИД таких предприятий было создано более пятидесяти. Большинство из них в той или иной мере приносило ощутимые результаты, что позволяло переходить к следующим проектам, которые на определенном этапе, как правило, становились совместными или продавались, когда давшая им начало идея реализовывалась в виде места на рынках и конкретных объемов продаж.

ВК: Как возникла идея проекта «Колтубинг»? Являлся ли этот проект результатом развития других проектов Группы ФИД или стал совершенно новой областью деятельности?

Л.Г.: Есть два основных источника инноваций. Первый – на конкретном рынке существуют незаполненные места, когда потребность в определенном виде продукции уже назрела, но сама продукция еще не появилась. И второй – когда готово техническое решение, которое можно попытаться применить к рынку. На момент

Coiled Tubing Times: Leonid Mikhailovich, you are the Chairman of the Board of FID Group. How would you describe this entity? What purposes was it created for and what elements does it comprise?

Leonid Hruzdilovich: FID Group is a Foundation for Inventors Activity, which is what the Russian FID abbreviation stands for, and a range of enterprises established by it for implementing innovative projects. Its structure and objectives make it a venture fund; it was created more than twenty years ago for solving practical problems of scientific and technical nature and promoting innovations. By studying the operating policies of the equivalent entities in Japan, the USA and Western Europe and adjusting them to our conditions I seem to have managed to find an efficient scheme of introducing innovations. It works as follows: first, we estimate the prospects of a project, then the concept is modified until it grows marketable, and finally a specialized enterprise is established to bring the project to life. For the period of its existence FID Group has created over fifty enterprises of such type. Most of them were successful to a greater or lesser extent allowing us to go ahead with new projects and reach a stage of joint ventures or sell them when the basic concept found its place in the market and ensured certain sales volume.

CTT: How was the Coiled Tubing project born? Did it come out as the product of other projects of FID Group or was it an entirely new activity?

L.H.: There are two sources for innovations. The first one is the gaps in the existing market giving rise to the demand for products which are not yet available. The other source is a ready-made engineering solution which you may try to introduce to the market. The Coiled Tubing project was launched when the demand for such products was already high in the CIS with a number of development groups seeking to satisfy it and the market turning down the solutions offered. The technologies of the kind had entered the Russian market by that moment, but they were represented by some exotic equipment produced in Northern America which apart from being quite costly could hardly be adapted to or serviced in our conditions. By then FID Group had already acquired reputation and credibility in the CIS acting successfully as a promoting organization. We had inventors, designers and marketing specialists coming to us with their ideas... A group of engineers from Moscow proposed



***Инновации интересуют всех
Everybody is interested in innovations***

старта проекта «Колтюбинг» потребность в подобной продукции в странах СНГ уже была велика, ее пытались удовлетворить несколько групп разработчиков, но приемлемых для рынка решений не было. На российском рынке подобная техника уже присутствовала в виде экзотических установок североамериканского производства, которые были достаточно дороги, малоадаптированы и малообслуживаемы в наших условиях. Группа ФИД уже в то время была известна и авторитетна в СНГ в качестве успешной внедренческой структуры. К нам обращались со своими идеями изобретатели, разработчики, маркетологи... В их числе и группа московских конструкторов обратилась к нам с предложением создать российский колтюбинг. После изучения рынка и наших возможностей в марте 1998 года я принял решение о запуске этого проекта. А всего девять месяцев спустя был осуществлен в металле первый образец нашей колтюбинговой установки. С 2000 года мы уже практически овладели российским рынком этого оборудования, вытеснив прежних монополистов – производителей США и Канады. Как известно, проект успешно развивается уже тринадцатый год, из них десять – в рамках СЗАО «Фидмаш».

ВК: Материал «Фидмаш: первая десятилетка», публикуется на С. 118–125 этого номера в рубрике «Юбилей». Из него вы сможете узнать о достижениях и планах этого уникального предприятия.

to develop Russian coiled tubing. The market study being completed and our possibilities being considered, in March 1998 I reached a decision to launch the project. And only nine months later the first metal sample of out coiled tubing unit was made. Since 2000 we have dominated the Russian market of coiled tubing equipment upon driving out the former monopolistic producers from the USA and Canada. The project is known to have been growing for over twelve years, for the last decade – within NOV Fidmash.

CTT: The Jubilees column on P. 118–125 of this issue presents materials entitled “Fidmash: the first decade”. They cover the achievements and plans of this unique enterprise. Some years ago our journal published a cycle of articles joined under the title “How it was started” and dedicated to the tenth anniversary of the Coiled Tubing project. I recommend to all those interested in the success story of the project to turn to the Archive at our website.

Leanid Mikhailavich, what is the key to success of an innovation project? Figuratively speaking, what lucky stars make the project competitive?

L.H.: Generally, there are two such ‘loadstars’. The first is the criteria for estimating the competitiveness of the project. It turns out that there are much more such criteria in practice than it seems at first sight. The other ‘star’ is forecasting how these criteria

KEY TO SUCCESS OF INNOVATION PROJECTS

А несколько лет назад наш журнал давал цикл подробных публикаций под общим названием «Как всё начиналось», посвященный 10-летию проекта «Колтюбинг». Рекомендую читателям, заинтересовавшимся историей этого успешного проекта, обратиться к архиву журнала, размещенному на сайте.

Леонид Михайлович, каковы общие факторы успеха инновационного проекта? Какие, образно выражаясь, звезды должны сойтись, чтобы проект был конкурентоспособным?

Л.Г.: Таких путеводных «звезд» при принятии решения о реализации того или иного проекта, собственно, всего две. Первая – определить критерии, на основании которых можно оценить конкурентоспособность проекта. Причем таких критериев оказывается на практике, как правило, гораздо больше, чем это кажется на первый взгляд. Вторая «звезда» – спрогнозировать, как эти критерии будут развиваться во времени: каковы они сейчас, какими будут через год, через пять лет. Как будет меняться рынок, какова может быть динамика технических, технологических, экологических и других ситуаций на этом рынке. Предложить решения, способные усилить достоинства проекта и минимизировать его недостатки. Важно также найти для проекта кадры необходимой квалификации и обеспечить проект достаточным уровнем управления. Нерешенность этого вопроса может зачеркнуть все преимущества от двух первых «звезд».

ВК: И всё-таки можно ли вывести универсальную формулу успешного внедрения инноваций?

Л.Г.: На мой взгляд, да. Это перифраз древнего афоризма: «Не браться за проекты, которые не сможете осуществить, найти силы выполнить проекты, за которые взялись, и при отборе проектов иметь мудрость отличить первые от вторых». Важно вовремя заметить прореху на рынке, платежеспособные желания потенциального потребителя в тот момент, когда под спрос уже сложились технологические возможности, но конкуренты еще не отреагировали. Увидев спрос, который уже можно удовлетворить, надо сделать это быстро,

are going to develop in the course of time: what they look like today, what they will be in a year or five years; how the market will change, including the technical, technological, ecological and other aspects of its development. It is important to offer solutions which can highlight the strengths of the project and mitigate its weaknesses. It is of no less importance to find experts of the necessary qualifications and achieve the appropriate level of the project management. In case the problem is not managed, all the advantages of the two 'stars' are gone.

СТТ: With all this taken into account, is it possible to derive a universal formula for successful introduction of innovations?

Л.Н.: I guess it is possible. Paraphrasing an ancient aphorism, 'Never start projects if you can not implement them, be strong enough to carry out the projects you have undertaken, and be wise enough to know the difference between these two'. It is

Чтобы инновационный проект был успешным, нужно определить критерии, по которым можно оценить его конкурентоспособность, и объективно увидеть их в развитии.

For the innovation project to be a success select criteria for estimating its competitiveness and make an objective forecast of how these criteria are going to develop.

essential to be prompt at noticing market gaps and spotting a prospective solvent customer with your engineering capacity meeting the demand and your competitors still dozing. If you see the demand you may satisfy jump at it, don't waste time. If you don't stake out a claim within a year – you are late!

Second, it is necessary to know where to find resources for implementing the project, to make a sober estimate of the strengths and weaknesses of your competitors, as well as of your own competitive strengths.

Third, success is impossible without a clean-cut promotion scheme, administrative, management, logistical and other solutions, and without a leader.

СТТ: What were the biggest challenges at the starting stages of the large-scale innovative Coiled Tubing project?

Л.Н.: The greatest challenge at the initial stage of the project was the absence of the relevant industry background and qualified staff (including designers, engineers and industry specialists familiar with the

ФОРМУЛА УСПЕХА ИННОВАЦИОННОГО ПРОЕКТА

чрезвычайно быстро. Если за год не застолбил нишу – уже опоздал!

Второе условие – понимание источников необходимых для осуществления проекта ресурсов, трезвая оценка сильных и слабых сторон конкурентов и, разумеется, собственной конкурентоспособности.

В-третьих, успех невозможен без четкого плана продвижения товара, организационно-управленческих, логистических и многих других решений и, конечно, без лидера.

ВК: Что оказалось самым сложным на начальных этапах столь масштабного инновационного проекта, как «Колтюбинг»?

Л.Г.: На первом этапе реализации этого проекта самой большой трудностью оказалось отсутствие в регионе, где был дан старт «Колтюбингу», соответствующей производственной школы и кадров – конструкторов, производственников, понимающих особенности отрасли, ее стандарты и специфические требования. Все местные специалисты, вовлеченные в наш проект, начинали свое участие в нем с чтения учебников для студентов, специализирующихся по разработке нефтяных и газовых месторождений. Однако описаний колтюбинговой техники и технологий тогда не было ни в одном русскоязычном учебнике, и русскоязычные публикации на эту тему можно было пересчитать по пальцам, поэтому приходилось искать литературу на английском языке и переводить. Нашу тогдашнюю жажду знаний можно сравнить разве что с тем реальным голодом, который переживал герой рассказа Джека Лондона «Любовь к жизни». Собиралась и накапливалась любая информация на заданную тематику, и необходимость ее систематизации заложила мысль об организации Центра развития колтюбинговых технологий, нашего научно-практического журнала, конференций – всего, что ныне развивается как проект «Время колтюбинга».

Вторая сложность – то, что уже первые единицы продукции были предназначены для экспорта. Обычно инновационная продукция начинает развитие с внутреннего рынка, а мы с самого начала ориентировались на внешний спрос. В-третьих, тогда в странах СНГ практически отсутствовала организационно-управленческая модель осуществления подобного бизнеса.

ВК: Как влияет глобализация на производство оборудования для нефтегазового сервиса?

peculiarities of the sphere, its standards and specific requirements) in the region where the Coiled Tubing project was launched. All local experts engaged in our project started their work with us with reading books for students majoring in the development of oil and gas fields. However, at that time none of the Russian books for students offered descriptions of coiled tubing methods and technologies, there were very few publications in the Russian language devoted to the topic, and we had to look for English-language texts and translate them. Our thirst for knowledge then could only be comparable to the true hunger experienced by the main hero of Jack London's 'The Love of Life'. We gathered and stored any related information, while the necessity to have it put in orderly system inspired the idea of the Coiled Tubing Technologies Development Centre, our scientific and practical journal, conferences – all the elements which now exist in the framework of the Coiled Tubing project.

Это универсальный закон: когда какая-то технология уже достигла своего предела, ее вытесняет принципиально новая.

This is a universal law: when a technology reaches its heights it gets driven out by something conceptually new.

Another challenge was our working for export from the first steps. Generally, innovative products enter domestic markets first, while we catered for external demand from the very beginning. The third challenge was the absence of institutional and management structure for such business in the CIS at that time.

СТТ: What impact does globalization have on manufacturing equipment for oil and gas service?

Л.Н.: Globalization involves specialization in production and labour. First each oil and gas producing country used to maintain or try to maintain as wide product range as possible, but today producing activities, particularly in oil and gas service, have become the realm of three to five companies which cover the global demand. FID Group enterprises are representatives of such companies in the sphere of coiled tubing units, directed drilling systems and a number of other products.

KEY TO SUCCESS OF INNOVATION PROJECTS

Л.Г.: Глобализация предполагает специализацию производства и разделение труда. Если много лет назад в каждой нефтегазодобывающей стране делали или пытались делать то, что могли, то в настоящее время производство многих видов продукции, в частности, для нефтегазового сервиса, фактически сосредоточено в руках трех-пяти компаний, которые и обеспечивают весь мир. По колтюбинговым установкам, системам направленного бурения и ряду других видов продукции предприятия Группы ФИД относятся к таким компаниям.

ВК: Какой новый опыт принесло Вам сотрудничество с NOV, мировым лидером производства оборудования для нефтегазового сервиса?

Л.Г.: Через два года после успешного старта проекта «Колтюбинг» было создано специализированное предприятие «Фидмаш», а еще через четыре года Фидмаш стал совместным предприятием с NOV. Сотрудничество с мировым лидером принесло мне прежде всего опыт эффективного управления, особенно, многочисленными структурами, разбросанными по разным частям света. Другими словами, опыт достаточно всеобъемлющего и полноценного дистанционного управления.

ВК: Что, на Ваш взгляд, особенно важно при работе с заказчиками оборудования?

Л.Г.: Выполнять любые пожелания заказчиков за их деньги, но наиболее эффективно. Делать именно то, что желает заказчик, а не то, что умеет производитель. Часто эта разница бывает весьма существенной, а иногда – и определяющей. Именно по этой причине известные бренды нередко уступают место на рынке новым компаниям, которые умеют более точно предугадать и удовлетворить потребности заказчика, тем самым выигрывая в конкурентной борьбе. Часто потому, что не боятся внедрять инновации. Так, например, после появления более удобных в массовом пользовании цифровых фотоаппаратов компании, производившие пленочные камеры и не сумевшие перестроиться, практически ушли с рынка. Это универсальный закон: когда какая-то технология уже достигла своего предела, ее вытесняет принципиально новая.

ВК: В каких направлениях Вы прогнозируете развитие нефтегазового сервиса?

CTT: What new experience did you acquire due to cooperating with NOV, the world leading manufacturer of equipment for oil and gas service?

L.H.: Two years after the successful start of the Coiled Tubing project we established a specialized Fidmash enterprise to turn it four years later into a joint venture with NOV. In the first place, the cooperation with the worldwide leader made me more confident in managing numerous entities scattered round the world. In other words, I gained experience in broad-based distant management of full value.

CTT: What do you consider most important in working with equipment buyers?

L.H.: Satisfying all requests of the customers who pay money in the most efficient way. Doing exactly what the customer needs, not what a producer is able to do. This approach often becomes essential, sometimes even of prime importance. This is why well-known brands give way to new companies which are better at foreseeing and satisfying the requirements of the customers and thus win in the competition. They are not afraid of innovations. For example, when digital cameras were accepted for mass production, the producers of film cameras which failed to switch to new priorities withdrew from the market. This is a universal law: when a technology reaches its heights it gets driven out by something conceptually new.

CTT: What is your forecast about the tendencies in oil and gas service?

L.H.: Oil and gas service will find universal application because the 'cream' of oil and gas production is already skimmed off or practically skimmed off while the remaining hydrocarbon reserves are difficult to recover and fall under the competence of oil and gas service, in other words, of innovative equipment and well-trained experts – a combination which gives birth to high performance technologies.

CTT: What are the directions for coiled tubing development?

L.H.: I think that with stiffening environmental standards coiled tubing technologies are going to be developed on a global scale and employed increasingly in drilling, well completion and intelligent wells construction. The activities will grow in complexity, and the requirements to the equipment used for such activities will become more rigid.

ФОРМУЛА УСПЕХА ИННОВАЦИОННОГО ПРОЕКТА

Л.Г.: Нефтегазовый сервис будет развиваться повсеместно, поскольку «сливки» нефтегазодобычи уже сняты или почти сняты, а доизвлечение трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья – задача в основном для нефтегазового сервиса, т.е. для инновационного оборудования и специально обученных кадров – сочетание, которое и рождает высокоэффективные технологии.

ВК: В каких направлениях будет развиваться колтюбинг?

Л.Г.: Я думаю, что с учетом ужесточающихся экологических требований колтюбинговые технологии будут развиваться повсеместно и все более активно приходить в бурение, заканчивание, а также строительство интеллектуальных скважин. Работы будут все сложнее, требования к оборудованию, которое станет использоваться для выполнения задач все более высокого порядка, соответственно, строже.

ВК: Что препятствует продвижению прогрессивных технологий нефтегазового сервиса?

Л.Г.: Препятствуют традиционные факторы: инертность, нежелание менять техническую и технологическую базу, пока еще старая каким-то образом работает, хотя уже не очень эффективно, зато привычно, предсказуемо, в штатном режиме. Ведь любое новшество требует мобилизации сил, личной ответственности всех этажей управления. Это естественные процессы, которые во всех абсолютно отраслях протекают похожим образом.

Внедрение прогрессивных технологий в какой-то мере сдерживается и самой структурой нефтегазодобывающих компаний. Если нефтегазовый сервис идет как отдельный бизнес, самостоятельный проект, если компания существует исключительно за счет оказания сервисных услуг, то она целиком отвечает за конечный результат, а потому заинтересована во внедрении высокопродуктивных технологий. А если нефтегазовый сервис находится в теле добывающей компании, то его ответственность меньше, требования к нему ниже. Все это порождает инерционность, иногда большую. Для сравнения: автолюбитель может использовать для личных целей любой автомобиль, хоть антикварный. Но если он идет работать в такси, то требования к его авто предъявляются уже совсем другие, гораздо более строгие. Так и в нефтегазовой отрасли: какое-то нефтесервисное оборудование у добывающей компании имеется, пусть устаревшее и не слишком эффективное, но несложные операции

С учетом ужесточающихся экологических требований колтюбинговые технологии будут развиваться повсеместно и все более активно приходить в бурение, заканчивание, а также строительство интеллектуальных скважин.

With stiffening environmental standards coiled tubing technologies are going to be developed on a global scale and employed increasingly in drilling, well completion and intelligent wells construction.

СТТ: What are the obstacles on the way to progress of oil and gas service technologies?

L.H.: These are all traditional factors: inertness, reluctance to replace technical facilities and technological base which are in working order and, though not very efficient, can be employed in the same way as before, with predictable results and following routine procedure. Any innovation requires mobilization and personal responsibility at all management levels. This natural process follows the same pattern in all industries without exception.

The very structure of oil and gas companies is to a certain extent restraining in relation to advanced technologies. If oil and gas service exists as a separate business and an independent project and if a company lives solely through rendering services, it is fully responsible for the end product and thus is motivated to introduce highly productive technologies. On the other hand, if oil and gas service is only part of the business of a producing company, the responsibility and the requirements are lower. This causes reluctance to change which may sometimes become overpowering. For comparison: a driver can choose any car, including an outdated make, for personal use. But a taxi driver will have to comply with much stricter requirements. In oil and gas industry the situation is the same: a producing company may do with obsolete and not very efficient equipment employing it for elementary operations. In order to perform complex and unique activities such company has to engage an outside contractor paying it a good deal of money. But if services are the company's major source of income it will need high performance equipment like a taxi driver who needs a reliable high-speed car at a reasonable price.

СТТ: Had this conversation taken place two years ago, it would naturally focus on the world financial crisis, which was trend

KEY TO SUCCESS OF INNOVATION PROJECTS

производит. А когда требуется провести сложную или уникальную операцию, можно пригласить стороннего подрядчика за большие деньги. Но если компания собирается зарабатывать только благодаря сервису, то, естественно, ей понадобится высокопродуктивное оборудование, как таксисту – надежная, скоростная и недорогая машина.

ВК: Если бы эта беседа состоялась два года назад, то в ее центре, очевидно, оказался бы мировой финансовый кризис, бывший тогда трендом номер один. К настоящему времени кризис, кажется, отступил, цены на углеводородное сырье, хотя и подвержены колебаниям, но остаются приемлемыми. Как Вы считаете, сохранится ли такая устойчивость в дальнейшем?

Л.Г.: Да, пока ситуация улучшилась, но, по всей видимости, в будущем мир не избежит потрясений. Ценности нынешней системы управления государствами и мировым сообществом сложились в течение тысячелетий, в продолжение всей истории человечества. Но в последние десятилетия мир так стремительно меняется, что управление становится все менее адекватно тем технологиям, которые доминируют, развиваются и, особенно, создаются. Даже если эти противоречия будут осмысливаться и целенаправленно устраняться, человечество все равно будет испытывать крупные потрясения.

ВК: Какой проект Вы считаете своим самым большим достижением на посту руководителя Группы ФИД?

Л.Г.: Проектов, как я уже говорил, было более пятидесяти, из них около сорока успешных. Но самыми весомыми мне сегодня видятся четыре из них. Это проект информационного обеспечения бизнеса (проект «БелАСБИ» (1990–2000 годы)). Конечно же, это создание производства, которое последние десять лет развивается в рамках СЗАО «Фидмаш», лидирующего разработчика и изготовителя высокотехнологичного оборудования для нефтегазового сервиса на евразийском пространстве. И еще два многообещающих проекта, которые находятся в стадии разработки, – это создание нового поколения внутрискважинного оборудования и информационное обеспечение нефтегазового сервиса. Они вдохновляют меня, как альпиниста – новые вершины. ☉



number 1 then. Today the crisis seems to have receded and prices on hydrocarbon raw, though liable to variations, are acceptable. Do you think, this stability will be preserved in the future?

L.H.: Yes. Currently, the situation has improved. But the world will hardly avoid new upheavals. It took millennia and the entire human history for the present values of governance in the states and the world community to be developed. But during the last decades the world has been changing so rapidly, that governance is no longer relevant to modern technologies, which dominate, develop and are being created. Even if this contradiction is realized and deliberately eliminated, humanity will undergo big upheavals anyway.

CTT: What project would you call your most valuable achievement as the head of FID Group?

L.H.: As I have said, there were over fifty projects about forty of which were successful. There are four of them which I consider the most significant. First, it is the project of business information support (BelASBI project (1990–2000)). The second is, undoubtedly, the production activities which have been performed over the recent decade within NOV Fidmash, the leading designer and producer of high-technology equipment for oil and gas service in Eurasia. There are another two promising projects – producing a new generation of downhole equipment and information support for oil and gas service. I feel inspired about them like a climber feels inspired by new mountain tops. ☉

Опыт колтюбингового бурения многоствольных скважин на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Experience of CT Drilling of Multilateral Wells on the Fields of RUE "Production Association "Belorusneft"

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, Ю.А. БУТОВ, А.Н. БОГАТКО, П.В. РЕВЯКОВ, РУП «ПО «Белоруснефть»

С.А. АТРУШКЕВИЧ, Н.Н. КЛУБНИКОВ, А.Г. САЛОВ, СЗАО «Новинка» (Группа ФИД)

N.A. DEMIANENKO, Yu.A. BUTOV, A.N. BOGATKO, P.V. REVIKOV, RUE "Production Association "Belorusneft"

S.A. ATRUSHKEVICH, N.N. KLUBNIKOV, A.G. SALOV, CJSC "Novinka" (FID Group)

Большинство месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», обеспечивающих основную добычу нефти, находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется ростом обводненности добываемой продукции и снижением уровней добычи нефти. Проведение геолого-разведочных работ обеспечивает ежегодный прирост извлекаемых запасов углеводородов на 50–70% от объема годовой добычи. Рассматривая структуру утвержденных извлекаемых запасов, следует отметить, что более 44% от числящихся на балансе запасов относятся к трудноизвлекаемым и приурочены к низкопроницаемым коллекторам. Добывающие скважины, эксплуатирующие залежи с низкопроницаемыми коллекторами работают с дебитами безводной нефти не более 3–5 т/сутки. Такие скважины составляют значительную часть добывающего фонда – порядка 25–30%. Для увеличения охвата пластов вокруг таких скважин выработкой, увеличения дебита и рентабельности предлагается из основного ствола бурить в разных направлениях по 2–3 боковых ствола. Фактически в результате внедрения данной технологии будет производиться преобразование имеющейся одноствольной скважины в многоствольную с увеличением радиуса ее влияния и, как следствие, увеличением коэффициента продуктивности и дебита.

Реализацию данного решения начали с применением системы направленного бурения

Most of the fields of Belorusneft, proving for the main share of oil recovery, are on the last stage of development. They are characterized by the growing water content in production fluid and decline in crude production. Geological exploration provides the annual increase of recoverable hydrocarbon resources by 50–70% of their annual production. The structure of the confirmed recoverable resources suggests that over 44% of reserves included in the balance are classified as difficult and are related to low permeability reservoirs. The producing wells exploiting the deposits with low permeability reservoirs can recover no more than 3–5 tons of dry crude oil a day. Such wells constitute a substantial part of the production stock, about 25–30%. In order to enhance the sweep efficiency of such wells, increase the debit and profitability, it was suggested to drill 2–3 sidetracks in various directions from the motherbore. In fact, the technology will allow turning a monobore well into a multilateral one with expanding the radius of its impact and raising the debit and productivity index.

A CT unit MK30T, produced by FID enterprises in 2007, and a directional drilling system (DDS), produced by CJSC "Novinka" (FID Group), were used to implement the decision.

A directional drilling system (DDS), produced by CJSC "Novinka", and a CT system were used to implement the decision.

The principal technical specifications of the CT system:

Coiled tubing unit MK30T (produced in 2007):

- Maximum injector head pull capacity, kN

360

(СНБ) производства СЗАО «Новинка»
(Группа ФИД) и колтюбингового комплекса.

Состав и основные технические характеристики колтюбингового комплекса:

Колтюбинговая установка МК30Т (выпуск 2007 года):	
- максимальное тяговое усилие инжектора, кН	360
- диаметр ГТ, мм	50,8
- допустимое максимальное давление на устье скважины, МПа	70
- скорость подачи ГТ, м/с	0,01–0,8
Насосная установка:	
- максимальное давление, МПа	70
- максимальный расход, л/с	12,5
Система очистки в составе:	
- вибросита, размер ячейки, мкм	80–100
- гидросепкоотделитель	

Анализ показывает, что для многих операций колтюбинговое бурение может быть более безопасным, быстрым и экономически высокоэффективным по сравнению с традиционным бурением. Особенно очевидны преимущества при первичном вскрытии продуктивных пластов с отрицательным дифференциальным давлением [2]. Комплексность и сложность данной операции предопределяет требуемый экстремально высокий уровень планирования, технологической и кадровой подготовленности предприятия. Детальная проработка, анализ и поэтапная реализация данной технологии представляется для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» наиболее эффективным методом ее промышленного освоения.

Проведение работ по колтюбинговому бурению требует наличия технических средств, позволяющих в режиме реального времени контролировать и управлять параметрами траектории ствола скважины, отслеживать и передавать на поверхность данные о забойных условиях работы КНБК.

Так как заявленные характеристики системы направленного бурения СНБ89-76М (СЗАО «Новинка», Группа ФИД, г. Минск) соответствовали предъявляемым требованиям к телеметрическим системам, было принято решение о применении ее в составе КНБК при отработке технологии бурения боковых стволов.

КНБК включала:

- долото типа PDC диаметром 92 мм;

- CT OD, inches	2
- Maximum wellbore pressure, MPa	70
- CT feed rate, ft/s	0.03–2.62
Pumping unit:	
Maximum pressure, MPa	70
Maximum flowrate, ft ³ /min	26,5
Cleaning system, consisting of:	
- Mud screens, meshes per inch	254–317
- Sand master unit	

The analysis shows that in many operations CT drilling is safer, faster and more economically efficient than traditional drilling. The advantages are especially evident for underbalanced drilling [2]. The complexity and complicatedness of the operation requires an extremely high level of planning, technological and professional preparation of the operating company. The Production Association «Belorusneft» regards the detailed design, analysis and phased technology implementation as the most effective means of its commercial exploitation.

CT drilling operations require technical resources providing for on-line control and management of drilling parameters as well as surface readout surveillance for BHA downhole conditions data supply.

As the applied specifications of the directional drilling system CNB89-76M (CJSC «Novinka», FID Group, the Republic of Belarus, Minsk) corresponded to telemetric systems requirements, it was decided to use it in BHA during the development of sidetracking technology.

The BHA included:

- PDC bit with the OD of 3.6 inches;
- DR-73 downhole drilling motor with 1°22' bend angle of the spindle's center line;
- SNB89-76M including:
 - adapter;
 - reverse valve;
 - orientator;
 - load module;
 - orientation module;
 - electrical emergency breaker switch and circulation valve;
 - twin ball crane;
 - make-and-break joint;
 - CT connector of button type.

As the DDS is meant for working through the cable, a 2 inch CT was equipped with a single-core logging cable. There is a special operation of lowering the logging cable into the CT, which was run into the hole at full length. The CT injector was equipped with a special device to lower the logging cable. The process of equipping CT with a logging cable is shown at Figure 1.

- винтовой забойный двигатель ДР-73 с углом перекоса осей шпинделя $1^{\circ}22'$;
- СНБ89-76М в составе:
- переводник;
- обратный клапан;
- ориентатор;
- модуль нагрузки;
- модуль ориентации;
- разъединитель аварийный электрический и клапан циркуляционный;
- кран шаровой двойной;
- быстроразъемное соединение;
- соединитель с гибкой трубой (ГТ) луночного типа.

Так как СНБ предназначена для работы с кабельным каналом связи, ГТ 50,8 мм была оснащена одножильным геофизическим кабелем. Работы по оснащению ГТ геофизическим кабелем представляют собой отдельную операцию по спуску геофизического кабеля в ГТ, предварительно на всю свою длину, вывешенную в скважину. Для спуска

The principal objectives of the tests included assessment of the working capacity of the DDS and validation of CT-based sidetracking technology. Field test operations were held at 3 wells. Their geological and technical characteristics are supplied in Table 1.

The experimental works performed at the wells # 9012 of Kotelnikovskiy field and #44 of Novo-Sosnovskiy field helped to find out that:

- DDS is operational and can manage the drilling;
- close attention to the problems of tool orientation in nominal vertical wells is necessary;
- drilling a sidetrack pilot hole with a rotor assembly should be done at full CT length;
- drilling a sidetrack pilot hole with a rotor assembly should be followed by additional geophysical studies of the drilled interval aimed at specifying angular direction of the sidetrack and lithological varieties of the formation.

The experience of these operations was used in planning and implementation of sidetracking in the well #70 of Marmovichskiy field.



Рисунок 1 – Оснащение ГТ геофизическим кабелем с применением механизма заправки кабеля
Figure 1 – Equipping the CT with a logging cable with the help of cable installation mechanism

геофизического кабеля в ГТ инжектор был оснащен специальным механизмом. Процесс оснастки ГТ геофизическим кабелем представлен на рисунке 1.

Основными задачами проведения испытаний являлись оценка работоспособности СНБ и непосредственная отработка технологии бурения боковых стволов с использованием ГТ. Опытно-промысловые работы проведены на трех скважинах, геолого-технические характеристики которых приведены в таблице 1.

The works were aimed at increasing the drainage zone of the low-permeability reservoir and production by building two additional short sidetracks with maximal deviation from the motherbore using the target reservoir.

The tests took place in 3 stages (Figure 2). At the preliminary stage the production string was equipped with a whipstock mounted on a bridge plug PM-112 produced by Yugson Service (RF) with further drilling of the "window" at the depth interval of 9081-9087

Таблица 1 – Геолого-техническая характеристика объектов проведения опытно-промысловых работ по бурению стволов с колтюбингом и СНБ

Table 1 – Geological and technical specifications of sites for field tests of sidetracks drilling with implementation of CT and DDS

Скважина Well	№ 9012 Котельниковского месторождения № 9012 of Kotelnikovskiy field	№ 44 Ново-Сосновского месторождения № 44 of Novo- Sosnovskiy field	№ 70 Мармовичского месторождения № 70 Marmovichskiy field
Диаметр эксплуатационной колонны (э/к), мм OD of the production casing (p/c), inches	168 6.6	168 6.6	140 5.5
Башмак э/к, м Drive shoe of the p/c, ft	2317 7 601	3140 10 301	2980 9 776
Интервал перфорации в основном стволе, м Perforation interval in the motherbore, ft	2265–2290 7 431–7 513	3023–3028 9 917–9 934	2818–2860 9 245–9 383
Глубина установки клинового отклонителя, м Depth of whipstock installation, ft	бурение из-под башмака ОК drilling from under the drive shoe of the motherbore	3008–3010 9 868–9 875	2768–2770 9 081–9 087
Интервал бурения бокового ствола, м Sidetrack interval, ft	2323,5–2342 7 623–7 683	3014–3021 9 888–9 911	2797–2860 9 176–9 383
Длина бокового ствола, м Sidetrack length, ft	18,5 61	7 23	63 207
Диаметр бокового ствола, мм Sidetrack OD, inches	92 3.6	92 3.6	92 3.6
Параметры траектории ствола скважины на глубине забуривания: Specifications of drilling at the collaring depth:			
• зенитный угол, град. • inclination angle, degrees	29,4	23	7
• азимут, град. • azimuth, degrees	106,5	320	260
Вскрываемые горизонты Recovered horizons	Речицкий, Семилукский Rechitsky, Semiluksky	Елецкий Yeletskey	Петриковский, Елецкий Petrkovskiy, Yeletskey
Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	21	30,5	15,6
Тип пластового флюида Type of formation fluid	вода water	нефть, вода oil, water	нефть oil

Опытные работы, выполненные в 2010 году на скважинах 9012 Котельниковского и 44 Ново-Сосновского месторождений, позволили установить:

- СНБ работоспособна и позволяет управлять траекторией ствола скважины;
 - необходимо уделять пристальное внимание вопросам ориентирования инструмента в условно вертикальных скважинах;
 - забуривание бокового пилотного ствола роторной компоновкой должно производиться на длину колтюбинговой КНБК;
 - после забуривания бокового пилотного ствола роторной компоновкой необходимо проводить дополнительные геофизические исследования пробуренного интервала для определения угловых параметров бокового ствола и литологической разности пород.
- Опыт этих работ лег в основу планирования

ft with the help of a hoist unit AP-80 produced by Seismotekhnika (the Republic of Belarus). After that a pilot borehole was drilled with a rotor assembly deep enough for the full length of CT and logging cable to enter it.

On the second stage the DDS helped to drill a sidetrack 70k1 at the interval of 9 176–9 383 ft during a single run. The pay zone was discovered at the depth interval of 9 245–9 376 ft. The orientation was made in the direction providing for maximal deviation from the motherbore.

Sidetracking was accompanied by regular comparison of gamma ray DDS sensor data with gamma ray recordings along the motherbore. The reference interlayers were used to associate the uncovered formations with the already known lithology of the motherbore (Figure 3). Geonavigation reference of the current BHA location to geologic profile of the motherbore provided for high accuracy in reaching the required absolute depth mark.

и реализации бурения боковых стволов в скважине 70 Мармовичского месторождения.

Целью данных работ является увеличение зоны дренирования низкопроницаемого пласта и, соответственно, дебита скважины путем строительства двух дополнительных коротких боковых стволов с максимальным отходом от основного ствола, эксплуатирующего целевой коллектор.

Испытания проведены в три этапа (рисунок 2). На первом подготовительном этапе в эксплуатационной колонне установили клиновую отклонитель, опираемый на мостовую пробку ПМ-112 производства «Югсон-Сервис» (РФ) с последующим вырезанием щелевидного «окна» в интервале глубин 2768–2770 м с помощью подъемного агрегата АП-80 производства ОАО «Сейсмотехника» (Республика Беларусь). Далее осуществлялось бурение роторной компоновкой пилотного ствола до глубины, обеспечивающей полный вход в него КНБК СНБ.

На втором этапе с помощью СНБ выполнена за один рейс проводка бокового ствола 70к1 в интервале глубин 2797–2860 м. Продуктивные отложения встречены в интервале глубин 2818–2858 м. Ориентирование производилось в направлении, обеспечивающем максимальный отход от основного ствола.

В процессе проводки бокового ствола периодически производилось сравнение показаний датчика ГК СНБ с записью ГК по основному стволу, по реперным пропласткам которого производилась привязка вскрываемых пород к уже известной литологии основного ствола (рисунок 3). Геонавигационная привязка текущего расположения КНБК к геологическому разрезу основного ствола позволила с высокой степенью точности углубиться до заданной абсолютной отметки.

Режимно-технологические параметры бурения ствола 70к1 приведены в таблице 2. В соответствии с данными таблицы 2 при одинаковых режимах бурения в первом и третьем интервалах, наибольшая механическая скорость проходки достигнута в интервале бурения 2832,5–2860 м, что свидетельствует о лучших коллекторских свойствах пласта в этом интервале.

В результате выполненных работ с колтюбингом и СНБ пробурено 62,4 м горных пород, представленных глинистыми известняками с прослоями мергелей и

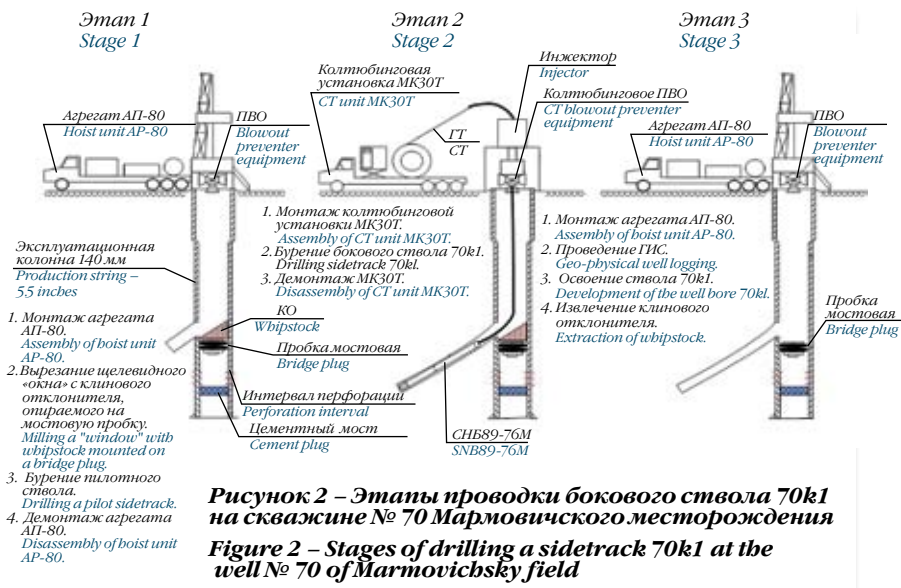


Рисунок 2 – Этапы проводки бокового ствола 70к1 на скважине № 70 Мармовичского месторождения
Figure 2 – Stages of drilling a sidetrack 70k1 at the well № 70 of Marmovichsky field

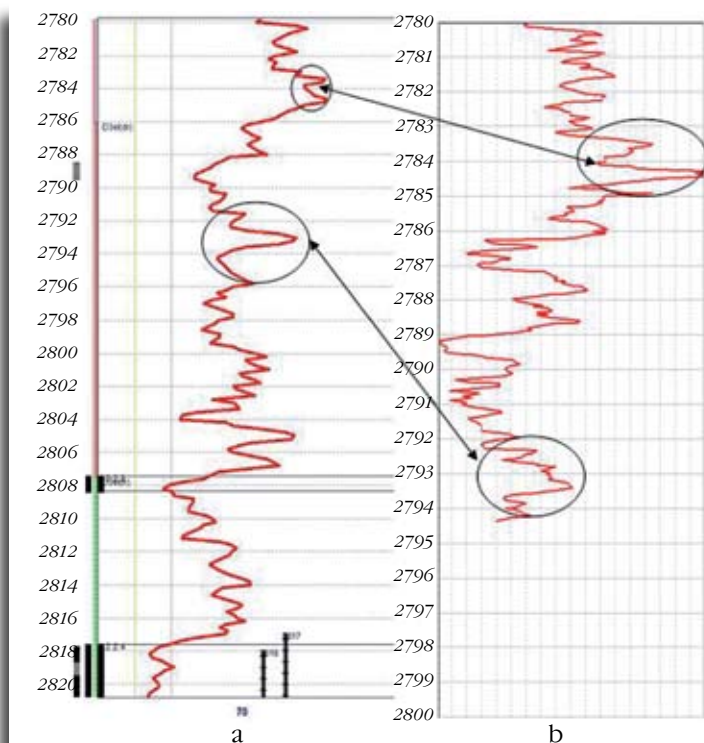


Рисунок 3 – Данные ГК скважины № 70 Мармовичского месторождения
а) основной ствол; б) боковой ствол 70к1
Figure 3 – Gamma ray data of the well № 70 at Marmovichsky field.
а) motherbore; б) sidetrack 70k1

The technological parameters of drilling a sidetrack 70k1 are supplied in Table 2. Table 2 suggests that with equal drilling modes at the first and the third intervals, the highest penetration speed was reached at the drilling interval of 9 245–9 383. It means that the reservoir properties at these intervals are better.

Таблица 2 – Режимно-технологические параметры бурения ствола 70k1
Table 2 – Technological parameters of drilling sidetrack 70k1

№ интервала № interval	Интервал бурения, м Drilling interval, ft		Проходка в интервале, м Penetration in the interval, ft	Мех. скорость, м/ч Drilling rate, ft/h	Осевая нагрузка, кН Axial weight, kN	Производительность насоса, л/с Pump productivity gallon/s	Плотность бурового раствора, кг/м³ Density of drilling mud, lb/gal	Давление нагнетания, МПа Injection pressure, MPa	Перепад давления на ВЗД, МПа Differential pressure at DDM, MPa	Давление на забое, МПа Bottomhole pressure, MPa	Температура, °С Temperature, °F
	от From	до to									
1	2797,6 9178	2811 9222	13,4 44	1 3.28	10–15	3,5–4 0,92–1,06	1030 64	18–20	4,2–4,8	27	48–52 118–126
2	2811 9222	2832,5 9293	21,5 70,5	1,1 3,6	10–12	3–3,2 0,79–0,85		14–16	3,6–4,1	27,6	47–49 117–120
3	2832,5 9293	2860 9383	27,5 90	1,9 6,23	10–15	4 1,06		18–20	4,2–4,6	28,1	49–50 120–122

доломитов, со средней механической скоростью 1,3 м/ч. Приращение зенитного угла составило 25°, азимута – 40°. Средняя интенсивность искривления ствола скважины составила 3,6°/10 м.

В процессе бурения ствола СНБ в режиме реального времени позволяла иметь на мониторе и в памяти компьютера следующую информацию:

- уровень естественного гамма-излучения;
- угол доворота инструмента;
- зенитный угол;
- азимут;
- нагрузка на долото;
- давление бурового раствора на забое;
- давление на ВЗД;
- температура на забое;
- уровень вибрации КНБК.

Это значительно облегчало процесс управления траекторией ствола скважины и режимом бурения.

На третьем этапе проведены геофизические работы и гидродинамические исследования бокового ствола 70k1. В результате гидродинамических исследований установлено, что дебит безводной нефти из пробуренного ствола составляет 13,9 м³/сутки при коэффициенте продуктивности 2,84 м³/сутки. Основной ствол скважины 70 Мармовичская работал с дебитом 4–5 т/сутки, т.е. бурение бокового ствола позволит увеличить дебит скважины более чем в два раза. После освоения ствола 70k1 был извлечен клиновой отклонитель, над первым боковым стволом установлена мостовая пробка, на которую ориентировано установлен клиновой отклонитель для вырезания окна в обсадной колонне для второго бокового ствола.

The CT and DDS helped to drill 205 ft of rocks composed of marl-stone, benches of chalky clay and magnesian lime with the average drilling rate of 4.3 ft/h. The increase of deviation angle was 25° and azimuth was 40°. Mean inclination intensity was 3.6°/32 ft.

In the course of drilling DDS provided the following on-line data to the monitor and computer memory:

- natural gamma-ray level;
- tool torsion angle;
- zenith;
- azimuth;
- bit weight;
- bottomhole pressure;
- pressure on DDM;
- bottomhole temperature;
- BHA vibration level.

It simplified control over drilling course and drilling mode to a great extent.

The third stage included geophysical activities and hydrodynamic researches of sidetrack 70k1. The hydrodynamic researches helped to find out that the debit of dry crude oil from the drilled bore makes up 88 bbl/day with the productivity factor of 18 bbl/day. The motherbore of the well № 70 at Marmovichsky field was working with the debit of 30–37 bbl/day. It means that sidetracking increased the debit of the well more than twofold. After drilling a sidetrack 70k1, a whipstock was extracted, a cement plug was installed over the first sidetrack. After that the whipstock was mounted on the plug in order to cut a window for the second sidetrack in the production string.

After cutting the window with a special window milling system and tie-on rotor assembly, the second sidetrack 70k2 was drilled and deepened for the entire length of BHA and DDS. Then the second sidetrack 70k2

После вырезания окна с использованием системы для вырезания окна роторной компоновкой на свинчиваемых трубах произведено забуривание второго бокового ствола 70k2 и углубление его на длину КНБК СНБ. Далее с использованием колтюбингового комплекса и системы направленного бурения был успешно пробурен второй боковой ствол 70k2 скважины 70 Мармовичская. На рисунке 4 приведены проектные и фактические траектории боковых стволов 70k1 и 70k2. Наибольшая интенсивность искривления бокового ствола 70k1 составила $5^\circ/10$ м, а ствола – 70k2 $4,9^\circ/10$ м, при этом отклонение забоя бокового ствола 70k1 от основного достигло 16 м, а ствола 70k2 – 35 м.

Учитывая опыт, накопленный в процессе бурения первого ствола, удалось увеличить скорость проходки второго ствола в 1,3 раза.

В дальнейшем, после освоения второго бокового ствола, извлечения клинового отклонителя и разбуривания двух мостовых пробок планируется совместная эксплуатация открытых боковых стволов 70k1, 70k2 и интервала перфорации основного ствола.

На данном этапе работ по результатам колтюбингового бурения многоствольной скважины уже можно констатировать:

- СНБ является работоспособной системой, под контролем которой в скважине 70 Мармовичского месторождения пробурено более 160 м горных пород;
- применение СНБ позволило:
- обеспечить проводку обоих стволов по траекториям, интенсивность искривления которых превышает проектную;
- контролировать необходимые внутрискважинные параметры;
- получать данные в режиме реального времени и оперативно управлять процессом бурения.

Стабилизация работы СНБ в составе управляемой КНБК, наличие надежных средств управления траекторией ствола скважины, а также регистрации и передачи забойных данных – все это позволяет предполагать возможность перехода в ближайшей перспективе к более прогрессивным методам вскрытия продуктивных отложений с колтюбингом: бурению и заканчиванию скважин на равновесии и депрессии. ©

ЛИТЕРАТУРА/ REFERENCES

1. Жуков, С. Опыт применения колтюбингового комплекса МК30Т / С. Жуков // Время колтюбинга. – 2009. – №9. – С. 22–29.
2. Войтенко, В. С. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / В. С. Войтенко [и др.] / Под общей редакцией В.С. Войтенко – Минск: Юнипак. – 2007. – 448 с.

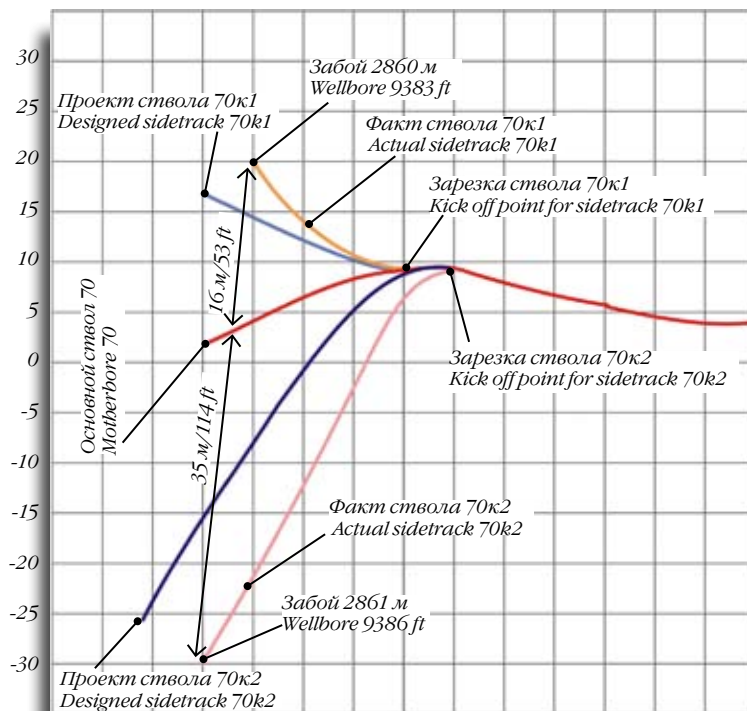


Рисунок 4 – Горизонтальные проекции основного и боковых стволов скважины № 70 Мармовичского месторождения
Figure 4 – The plan drawing of the motherbore and sidetracks of the well № 70 at Marmovichsky field

of the well № 70 at Marmovichsky field was successfully drilled with implementation of CT system and DDS. Designed and actual trajectories of sidetracks 70k1 and 70k2 are given in Figure 4. The maximum inclination intensity for the sidetrack 70k1 was $5^\circ/32$ ft, and for the sidetrack 70k2 it was $4,9^\circ/32$ ft. The deviation of the sidetrack 70k1 from the motherbore was 52 ft, and for the sidetrack 70k2 it was 114 ft.

Due to the experience of drilling the first sidetrack, for the second one the drilling rate was increased in 1,3 times.

As soon as the second sidetrack is developed, the whipstock extracted and two plug bridges destroyed, a joint operation of open sidetracks 70k1, 70k2 and perforation interval of the motherbore is planned.

Some facts can be stated at the present stage of the jobs based on the results of CT drilling of multilateral well:

- DDS is an operational system, over 525 ft of rocks in the well № 70 of Marmovichsky field were drilled under its control;
- DDS provided for:
- drilling both sidetracks with deviations higher than the planned level;
- control over the necessary downhole parameters;
- on-line data acquisition and real time drilling management.

Stabilization of DDS operation in the controlled BHA, reliable resources of drilling course control, registration and supply of bottomhole data - all of it provides for soon introduction of more advanced CT methods of pay zones completion: balanced and underbalanced well drilling and completion. ©

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY
NEWSLETTERS – WEEKLY
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org

Будет ли российский нефтегазовый сервис интегрирован?

Will Russian O&G Service Be Integrated?

В.В. ЛАПТЕВ, вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества

V.V. LAPTEV, Vice President of the EurAsian Geophysical Society

ИНТЕГРАЦИЯ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

Продолжительный этап разрушения созданного в советский период мощного геологоразведочного комплекса, возможно, близок к завершению. Надежду на это дает Указ № 957 от 15 июля 2011 г. Президента России «Об открытом акционерном обществе «Росгеология» и назначение Председателем Правительства страны его руководителя. Столь высокий уровень принятия решения свидетельствует о понимании властью актуальности проблемы. Цель, поставленная перед Росгеологией, состоит в «обеспечении комплексного геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации на основе передовых геологических, геофизических и геохимических технологий». Новая компания сразу обрела статус национального стратегического предприятия. Приоритетными направлениями деятельности общества по Указу являются: «геологическое изучение и выявление ресурсного потенциала перспективных территорий РФ, ее континентального шельфа и акваторий внутренних морей, дна Мирового океана, Арктики и Антарктики, локализация и оценка ресурсного потенциала нераспределенного фонда недр в освоенных и новых районах в целях воспроизводства минерального сырья, а также государственный мониторинг состояния недр». Компания создается на базе интеграции разрозненных государственных активов научных, научно-производственных и производственных геологических предприятий в открытое акционерное общество со стопроцентной государственной собственностью. Совершенно очевидно, что приведенный в Указе состав входящих в компанию предприятий с поставленными задачами справиться не сможет, так как в списке отсутствуют сильные игроки в области бурения, разведочной и промысловой геофизики, ведения работ на шельфе. Поэтому для выполнения поставленных целей в состав компании потребуется пригласить наиболее дееспособных других участников российского рынка. Естественно, потребуется их согласие



INTEGRATION IN GEOLOGICAL EXPLORATION

The prolonged destruction of the powerful geological surveillance complex, created in Soviet period, is probably close to its end. At least, the hope is given by the Decree № 957 of Russian President "On open joint-stock company "Rosgeologiya" of July 15, 2011 and appointment of its head to the position of the Chairman of the

Government.

Such a high level of decision-making means that the authorities do understand the relevance of the problem. The objective set for Rosgeologiya is "provision of integrated geological studies of mineral resources wealth and replacement of mineral raw material base of Russia's Federation on the ground of the advanced geological, geophysical and geochemical technologies". New company immediately acquired the status of the national strategic enterprise. In compliance with the decree, the priority objectives of the company are: geological studies and revelation of resource potential of the likely territories of Russia's Federation, its continental shelf and aquatoriums of the inland seas, bottom of the World Ocean, the Arctic and Antarctic regions, localization and assessment of the resource potential of the open acreage in the developed and new regions for the purposes of mineral stock reproduction and state monitoring of the subsurface". The company is created on the ground of integration of separated state assets of scientific, developmental and manufacturing geologic enterprises into a joint-stock company, which will be a 100% national property. It is quite clear that the list of enterprises supplied in the Decree is not capable of meeting the assigned challenges, as it lacks influential players in the field of drilling, geoexploration, oilfield geophysics and operations on the continental shelf. That is why the most relevant participants of Russian market have to be invited to accomplish the assigned tasks. Naturally, their consent and substantial financial resources are needed to acquire the controlling interest of such companies as Geotech Holding, TNG Group, Eurasia Drilling Company Ltd, etc. The resource of the

и значительные финансовые средства на выкуп контрольных пакетов акций таких, например, компаний, как «ГЕОТЕК Холдинг», «ТНГ-Групп», «Буровая компания «Евразия» и др. Ресурс, на который компания будет работать на внутреннем рынке, составляет 40 млрд руб./год государственных и 200 млрд руб./год частных вложений в геологоразведку. Мировой рынок оценивается десятками миллиардов долларов США.

На примере Китая можно убедиться в эффективности работы подобных сервисных государственных корпораций при надлежащем организационном, финансовом и кадровом обеспечении. Годовой оборот китайских корпораций на мировом сервисном рынке, с которого российский сервис вынужден был уйти в 1990-е годы, достиг в 2010 году \$6 млрд и продолжает расти. Доля иностранного присутствия на собственно китайском рынке геологоразведки и нефтегазового сервиса не превышает 3–5%.

Можно ожидать, что при умелом использовании административного ресурса высших органов власти и компетентном руководстве Росгеология имеет возможность превратиться в крупного игрока на внутреннем и мировом рынках геологоразведки с оборотом в десятки миллиардов рублей. Проект отвечает интересам России, способствует развитию высокотехнологических и наукоемких направлений в экономике страны. Для обеспечения конкурентоспособности компании потребуется реализовать дорогостоящую программу технического и технологического переоснащения, вовлечь в ее состав значимых отечественных участников рынка, а также укрепить кадровый состав профессионалами, получившими практический опыт работы в ведущих иностранных и отечественных сервисных компаниях.

ИНТЕГРАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕРВИСЕ

После принятия Президентом и Правительством решения по геологоразведке логично ожидать подобных шагов по консолидации российских активов нефтегазового сервиса. Цена вопроса весьма высока, по крайней мере, по трем основаниям:

1. Обеспечение государственной и энергетической безопасности страны. Указом Президента РФ №1009 от 4.04.2004 многие отечественные геофизические предприятия получили статус стратегических.
2. Нефтегазовый сервис – локомотив модернизации российской экономики. ►

company's operation at the domestic market is 40bn rubles a year in state investment and 200bn rubles a year in private investment into exploration. The world market is assessed at dozens of billions of USD.

The efficiency of such state service corporations supplied with due organizational, financial and staff assistance is evident from the example of China. The annual turnover of the Chinese corporations at the world service market, which ousted Russian service in 1990s, reached \$6 billion in 2010 and is still growing. The share of foreign presence at the Chinese market of geological survey and O&G service barely exceeds 3–5%.

We can expect, that with the skillful use of administrative resources of higher bodies of state authorities Rosgeologiya can turn into a big player at domestic and foreign markets with the turnover of dozens billions of rubles. The project corresponds to the interests of Russia, contributes to the development of high-tech and science-intensive branches and enhances the cadre personnel with professionals having practical experience of employment in the leading foreign and domestic service companies.

INTEGRATION IN O&G SERVICE

After the President and the Government passed a decision on geologic surveillance, it seems logical to expect similar stepson consolidation of Russian oil and gas service assets. The cost of the issue is very high due to 3 reasons:

1. State and energy security of the nation. Many geophysical enterprises received the status of strategic companies by the Decree of the President of RF №1009 of 4.04.2004.
2. Oil & gas service is a modernization piggyback of Russian economy. Orders of solvent service with the turnover of \$15–20bn a year in such science-intensive and high-tech fields as geophysical and oil instrumentation, engineering and shipbuilding, modern computer equipment and means of communication, software, IT and many other branches are a real base for developing these ►

Нефтегазовый сервис в эпоху глобализации становится эффективным средством реализации государством и компаниями геоэкономических и геополитических целей. России необходимо вернуть утраченные позиции и зарабатывать на мировом высокотехнологичном рынке \$15–20 млрд/год.

At the age of globalization O&G service can be an effective means of implementing geoeconomic and geopolitical objectives of the state and related companies. Russia should recover ground and start earning \$15–20bn a year in the global high-tech market.

Заказы платежеспособного сервиса с оборотом \$15–20 млрд\год в таких наукоемких и высокотехнологичных областях, как геофизическое и нефтяное приборостроение, машиностроение и судостроение, современные средства автоматизации и коммуникаций, программные средства, информационные технологии и многое другое являются реальной основой для перевода этих отраслей на современный конкурентоспособный путь развития.

3. Нефтегазовый сервис в эпоху глобализации становится эффективным средством реализации государством и компаниями геоэкономических и геополитических целей. России необходимо вернуть утраченные позиции и зарабатывать на мировом высокотехнологичном рынке \$15–20 млрд\год. Для справки: Рособоронэкспорт имеет годовую выручку только \$7,5 млрд.

В коридорах власти проблема консолидации сервисных активов муссируется с 28 ноября 2007 года, когда по итогам заседания Межведомственной комиссии по безопасности в экономической и социальной сфере Совета Безопасности РФ, посвященного вопросу «О состоянии и перспективах развития российского нефтегазового сервиса», было принято политическое решение и даны соответствующие поручения Правительству РФ. В 2008–2009 годах Минприроды РФ обосновало создание ОАО «Росгеология» и только в 2011 году добилось подписания названного выше Указа. Минэнерго РФ попыталось в 2009 году создать на базе Роснефтегаза государственный холдинг, включающий 11 стратегических геофизических предприятий. Реальных последствий эта инициатива не имеет до сих пор.

К сожалению, за истекшие годы бесконечных разговоров о проблемах сервиса на всех уровнях власти, совещаниях и в СМИ ситуация на российском рынке нефтегазового сервиса не только не улучшилась, но приблизилась к точке невозврата. Этому способствовала дезинтеграция российского сервиса, экономические последствия мирового кризиса и отсутствие в исполнительных органах власти четкого представления о способах возрождения российского сервиса. Современную ситуацию на этом рынке иллюстрирует рисунок 1. Вместо трех мощных отраслевых сервисных служб, обеспечивавших в советское время потребности геологоразведки, нефтяной и газовой промышленности внутри страны и за рубежом, количество предприятий, действующих в настоящее время только в геофизике, перевалило за сотню. На рисунке 1 приведены только те из них, годовой объем

branches and making them competitive.

3. At the age of globalization O&G service can be an effective means of implementing geoeconomic and geopolitical objectives of the state and related companies. Russia should recover ground and start earning \$15–20bn a year in the global high-tech market. For reference: The annual revenues of Rosoboronexport amount to \$7.5bn.

The problem of consolidation of service assets has been discussed in the corridors of power since November 28, 2007, when the Interdepartmental commission on security in economic and social spheres of the RF Security Council had a session "On the state and avenues of Russian O&G service development" and made a political decision encharging the Government with the corresponding tasks. The RF Ministry of Nature rationalized for creation of Rosgeologiya in 2008–2009, but secured signing of the above-mentioned decree only in 2011. The RF Ministry of Energy tried to create a state holding including 11 strategic geophysical enterprises on the basis of Rosneftgaz in 2009. But this initiative hasn't resulted in any real outcome so far.

Unfortunately, during the previous years of endless talks about the problems of service at all levels of power, various sessions and media discussions, the situation at the Russian O&G service market got anything but better and, in fact, approached the

Необходимо провести работу по консолидации отечественного сервиса в крупные многопрофильные компании, способные в жесткой конкурентной борьбе осуществлять высокотехнологичные услуги в России и на глобальном нефтегазовом рынке.

Have to undertake efforts in consolidating domestic service into big diversified companies capable of providing high-tech services under conditions of tough competition in Russia and at the global O&G market.

point of no return. Such a state of things was caused by disintegration of the Russian service, economic aftermath of the world crisis, lack of clear vision of ways to recover Russian service by the executive authorities. Modern situation at the market is illustrated by Figure 1. In spite of powerful Soviet service branches, which provided for the demands of geological surveillance, oil and gas production nationwide and abroad, now we have over 100 companies operating in geophysics alone. Figure 1 shows only those of them, which have over 250 million rubles of annual revenues. Tough price policy of O&G companies with regard to service during the world economic crisis and after it produced a negative impact

выручки которых более 250 млн руб. Жесткая ценовая политика нефтегазовых компаний в отношении сервиса во время и после мирового экономического кризиса негативно сказалась на финансовом положении и конкурентоспособности большинства российских участников, чем не преминули воспользоваться иностранные сервисные корпорации.

ИНОСТРАННЫЙ СЦЕНАРИЙ ИНТЕГРАЦИИ. ТОЧКА НЕВОЗВРАТА

Главной угрозой для российского сервиса стал ускоряющийся процесс поглощения наиболее значимых отечественных участников рынка американскими корпорациями Шлюмберже, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Соотношение сил в неравной конкурентной борьбе российских и иностранных сервисных компаний явно сложилось не в пользу первых (рисунок 2). Рассчитывать на защиту отечественного производителя высокотехнологичных сервисных услуг со стороны государственных регулирующих (Минэнерго, МПР, Минэкономразвитие РФ) и надзорных органов (ФАС), а также нефтегазовых компаний, благополучно освободившихся от непрофильных активов, не приходится. В 2010 году на долю иностранных компаний приходилось около 30% сервисного рынка. В 2011 году к этому добавились новые покупки ключевых игроков рынка. Компания «Шлюмберже» приобрела 27% акций ОАО «Башнефтегеофизика». При продаже ОАО «Газпром нефть» сервисного актива Ноябрьскнефтегазгеофизика предпочтение было отдано не российскому участнику аукциона – Башнефтегеофизике, а корпорации Weatherford (РБК daily, 30.06.2011). В настоящее время иностранные корпорации проявляют большой интерес к приобретению активов таких ведущих игроков российского сервисного рынка, как ООО «ТНГ-Групп» и ОАО «Когалымнефтегеофизика». Точка невозврата в случае успешной реализации такого сценария (рисунок 3, сценарий 1) может быть пройдена в ближайшие 1–2 года. В результате контроль российского рынка нефтегазового сервиса перейдет к американским, а возможно, и китайским сервисным корпорациям. Негативные последствия такого развития события будут выражаться в следующем:

1. Ущерб государственной и энергетической безопасности при разведке и разработке энергетических ресурсов Российской Федерации.

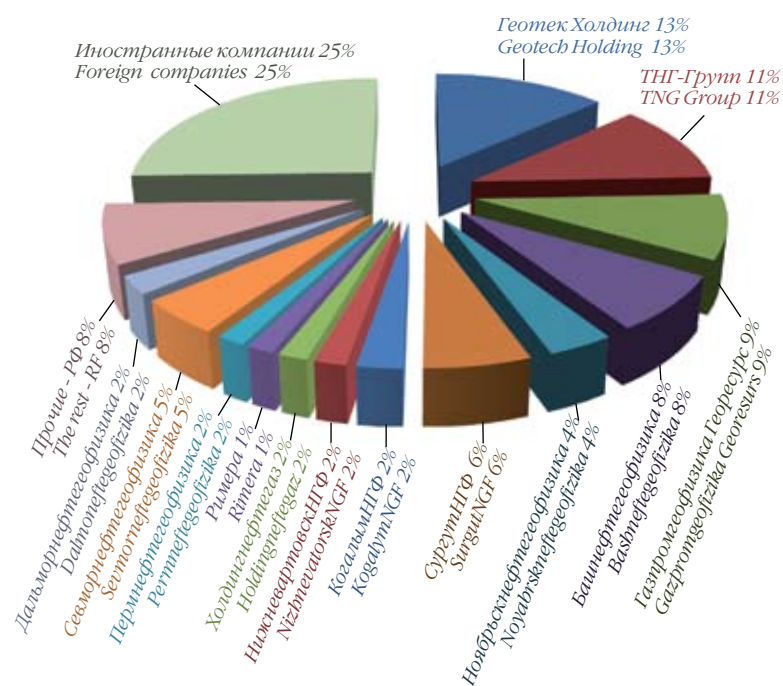


Рисунок 1 – Российский рынок геофизического сервиса (2010 год)
Figure 1 – Russian market of geophysical service (2010)

on the financial state and competitive ability of Russian participants. Foreign service corporations were not slow to take advantage of the situation.

FOREIGN SCENARIO OF INTEGRATION. POINT OF NO RETURN.

The main threat for Russian service is the accelerating process of takeover of the most important domestic participants of the market by American corporations Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes and Weatherford. The correlation of forces in unequal competitive fight between Russian and foreign service companies evidently weighted not in the favor of the former (Figure 2). We also cannot count on the protection of the domestic producers of high-tech service by state regulating (Ministry of Energy, Ministry of Natural Resources, Ministry of Economic Development of RF) and controlling authorities (FAS) or O&G companies, which successfully liberated themselves from marginal assets. 30% of service market belonged to foreign companies in 2010. New acquisitions of key market players followed in 2011. Schlumberger purchased 27% of stocks of Bashneftegeofizika. While Gazpromneft was selling its service asset Noyabrskneftegazgeofizika, it preferred corporation Weatherford to Russian participant of the auction, Bashneftegeofizika (РБК daily, 30.06.2011). At the moment foreign companies demonstrate great interest to acquisition of assets of the leading players of Russian service market such as TNG Group Ltd and Kogalymneftegeofizika JSC. In case they succeed in implementing this scenarios (Figure 3, scenario 1), the point of no return will be reached within 1–2 years. As a result, the Russian O&G service market will

2. Ликвидация еще одного отечественного бизнеса, связанного с высокими технологиями и перспективой участия в разделе глобального рынка нефтегазового сервиса.
3. Повышение для нефтегазовых компаний внутренних цен на сервис до мирового уровня (примерно в 10–15 раз).
4. Информационная зависимость отечественных нефтегазовых компаний от американского и китайского сервиса.
5. Сокращение рабочих мест в науке, приборостроении и других высокотехнологичных отраслях отечественной экономики.

РОССИЙСКИЙ СЦЕНАРИЙ ИНТЕГРАЦИИ

Если государство по-настоящему озабочено модернизацией экономики страны, сохранением и развитием тех отраслей, которые реально работают в сфере высоких технологий, оно должно оперативно вмешаться и исправить крайне негативную ситуацию, в которой оказался отечественный нефтегазовый сервис. Для его возрождения и реализации ранее принятого политического решения исполнительной власти необходимо провести работу по консолидации отечественного сервиса в крупные многопрофильные компании, способные в жесткой конкурентной борьбе осуществлять высокотехнологичные услуги в России и на глобальном нефтегазовом рынке (рисунок 3, сценарий 2).

В США такие компании формировались в течение почти сотни лет, Китай потратил на это 10 лет, России отпущено на реформирование сервиса еще меньше времени.

Лидеры мирового сервиса Baker Hughes (1887 год), Halliburton (1919 год), Шлюмберже (1927 год) с момента основания позиционировали себя частными сервисными компаниями и никогда не претендовали на добычу нефти и газа. За почти столетний период развития в острой конкурентной борьбе они постоянно расширяли линейку своих услуг, эффективность и качество работ, систему организации бизнеса, географию деятельности, постепенно превращаясь в транснациональные сервисные корпорации. Именно американская модель организации сервиса была извне навязана России и реализована нашими младореформаторами в виде «освобождения нефтегазовых компаний от непрофильных активов». Замысел авторов удался – Россия теперь не конкурент на мировом рынке и скоро может сдать свой внутренний рынок сервиса. На интеграцию отечественного

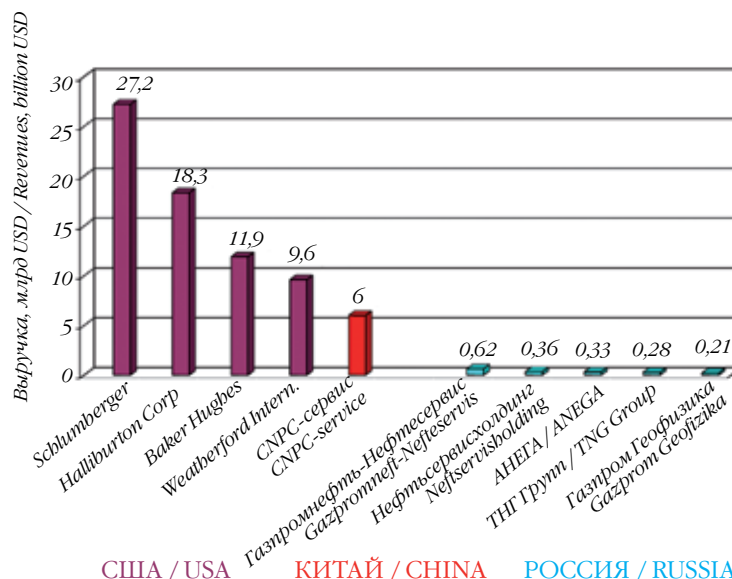


Рисунок 2 – Соотношение выручки компаний нефтегазового сервиса США, Китая и России

Figure 2 – Correlation of revenues of the companies of O&G service of the USA, China and Russia

be controlled by American or even Chinese service corporations. This course of events will bring about the following negative impacts:

1. Damage to state and energy security during exploration and development of energy resources of Russia's Federation.
2. Elimination of one more domestic business related to high-tech technologies and prospects of participation in division of global O&G service market.
3. Increase in domestic service prices for O&G companies up to the global level (by 10-15 times).
4. Informational dependence of the domestic O&G companies on the American and Chinese service.
5. Job cuts in science, instrumentation and other high-tech industries of the domestic economy.

RUSSIAN INTEGRATION SCENARIO

If the state is really concerned about modernization of economy, preservation and development of branches that really work in the field of high-technologies, they should promptly interfere and change an extremely negative situation at the domestic O&G service. In order to recover it and implement their political decisions, the executive authorities have to undertake efforts in consolidating domestic service into big diversified companies capable of providing high-tech services under conditions of tough competition in Russia and at the global O&G market. (Figure 3, scenario 2).

It took the USA almost 100 years to form such companies, China spent 10 years on the task and Russia has even less time to reform its service.

From the time of their foundation, the leaders of the world service such as Baker Hughes (1887),

сервиса в крупные, подобные американским, корпорации у младореформаторов не хватило ни компетенции, ни желания. Как говорится, ломать – не строить.

Китай, вступая в 2001 году в ВТО, взял 10 лет на реформирование и интеграцию своего сервиса и успешно справился с этой задачей. Только после оснащения своих интегрированных сервисных компаний конкурентоспособной техникой и технологией американским сервисным корпорациям был открыт доступ на китайский рынок, но с минимальной для них выгодой. Китайская специфика состоит в том, что крупный сервис является государственным и входит в состав государственных нефтегазовых компаний (CNOOC, PETRO CHINA, SINOPEC) либо Китайской национальной нефтяной корпорации (CNPC). Мощная поддержка со стороны государства и китайских нефтяных компаний позволила за 10 последних лет вывести китайский нефтегазовый сервис на мировой уровень конкурентоспособности, полностью обеспечить потребности собственной страны в высокотехнологичном сервисе и успешно выполнять услуги на суше и шельфе в 28 странах на всех континентах.

Реальная обстановка на российском сервисном рынке настолько сложна, что простого решения сформулированной выше задачи ожидать не следует. Примерно 30–35% сервисных работ выполняется подразделениями, входящими в состав российских нефтегазовых компаний, около 30% объема выполняются независимыми частными, государственными и частно-государственными российскими компаниями в форме ОАО, ЗАО или ООО. Остальная часть рынка контролируется иностранными компаниями. В такой ситуации решить проблему чисто административным путем, издав Указ по аналогии с Росгеологией, вряд ли удастся. Потребуются компетентные некоррупционированные специалисты, большие бюджетные средства (которых государству всегда не хватает) на выкуп частных компаний, техническое переоснащение, НИОКР, решение организационных и кадровых вопросов. Более продуктивным, на наш взгляд, является путь, основанный на сотрудничестве государства с нефтегазовыми компаниями и частным отечественным бизнесом в поиске взаимовыгодного решения. В этом случае бюджетные расходы можно минимизировать, переложив их на нефтегазовые компании и бизнес. Компетентное управление, контроль и режим наибольшего благоприятствования со стороны нефтегазовых компаний и бизнеса при эффективной поддержке и внимании на первых порах со стороны государства обеспечат

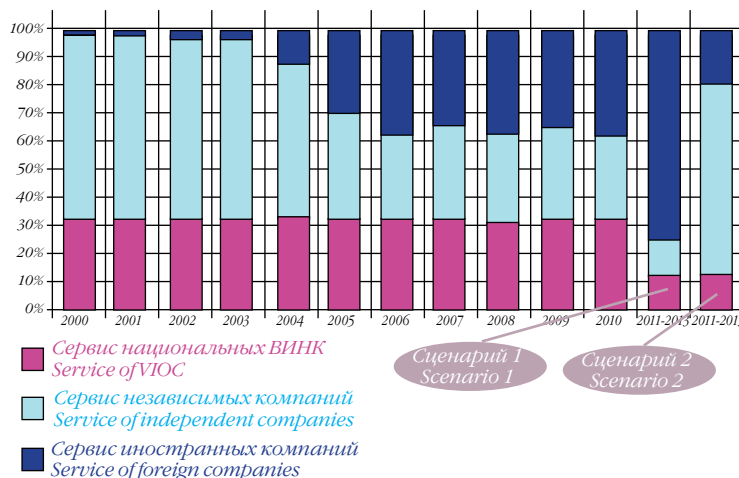


Рисунок 3 – Сценарии интеграции участников российского геофизического рынка

Figure 3 – Scenarios of integration of Russian geophysical market participants

Halliburton (1919) and Schlumberger promoted themselves as private service companies and never pretended for production of oil or gas. During almost 100 years of tough competitive struggle they were constantly expanding the range of their services, raising the efficiency and quality of jobs and business organization, enlarging the geography of their activity and thus gradually turned into multinational service corporations. The American model of service organization was imposed on Russia from abroad and carried out by our "young reformers" under the motto of "liberation of O&G companies from marginal assets". The idea of the authors succeeded. Russia is no longer a competitor at the world market and will soon surrender its domestic service market. "Young reformers" had neither competence nor wish to integrate domestic service into big corporations similar to American ones. As the saying is, it is easier to pull down than to build.

When it entered the WTO in 2001, China took 10 years for reformation of the service and successfully accomplished the task. The American service corporations received access to the Chinese market with minimal benefits for them and only after China had equipped its service companies with competitive equipment and technologies. The Chinese specifics is that big service is run by the state and makes part of state-owned O&G companies (CNOOC, PETRO CHINA, SINOPEC) or Chinese National Petroleum Corporation (CNPC). Strong support of the state and Chinese oil companies allowed the Chinese O&G service amounting to the world level of competitiveness in 10 years, fully satisfying the demands of the nation in high-tech service and successfully rendering services on the surface and the shelf in 28 countries at all the continents.

Real, situation at the Russian service market is so complicated that one shouldn't expect a simple

успешное решение проблемы. Рассмотрим возможные варианты интеграции.

Вариант 1. Центр консолидации – нефтегазовая компания. Целый ряд крупных российских нефтегазовых компаний (Газпром, Сургутнефтегаз, Татнефть) не поддались искушению, связанному с «непрофильными активами», и сохранили сервис в конкурентоспособном, хорошо оснащенном, рабочем состоянии. По взаимной договоренности государства с этими нефтегазовыми компаниями интегрированная компания может быть создана путем объединения в форме ОАО или иного образования сервисных подразделений нефтегазовой компании с принадлежащими государству сервисными активами. Контрольный пакет акций интегрированной компании может находиться у нефтегазовой компании, часть акций у государства. Наряду с безусловным обеспечением потребностей материнской компании в районах ее деятельности сервисная компания должна активно работать на внутреннем и мировом рынках. Постепенно интегрированная компания будет поглощать интересующие ее отечественные и иностранные сервисные активы и наращивать свое присутствие на российском и зарубежном рынках. В дальнейшем она может стать мощной публичной независимой сервисной компанией.

В качестве гипотетического примера реализации рассматриваемого варианта можно взять ОАО «Газпром». Его сервисный актив – ООО «Георесурс» полностью обеспечивает потребности компании в геофизическом сервисе газовых скважин и частично в сейсморазведке. В состав интегрированной компании ОАО «Газпром» мог бы передать активы ООО «Георесурс», Ноябрьскнефтегазгеофизики (вместо продажи Weatherford) и других сервисных подразделений, а государство свои контрольные пакеты акций 11 стратегических геофизических предприятий. Контрольный пакет акций интегрированной компании мог бы находиться у Газпрома, часть акций у государства. Стартовав в таком составе, сервисная компания при финансовой поддержке Газпрома и государства могла бы в сжатые сроки стать крупным игроком российского сервисного рынка, способным работать на нефть и газ на суше и шельфе России с объемом выручки только по геофизике порядка 15–20 млрд руб./год. Далее компания могла бы расширить сервисную линейку за счет присоединения других активов Газпрома (например, ООО «Газфлот» или др.) и покупки контрольных пакетов акций ведущих отечественных и иностранных сервисных и научно-производственных компаний.

solution to the abovementioned task. About 30–35% of service operations are performed by divisions of Russian O&G service companies. About 30% is provided by Russian independent private, state-run and private-state Ltd, JSC and CJSC enterprises. In such a situation there is no an administrative solution to the problem via a decree similar to the one on Rosgeologiya. There is a need in competent non-corrupt specialists, substantial budget resources (always lacked by the state) for acquisition of private companies, technical readjustment, R&D, management of organizational and personnel issues. In our opinion, cooperation of the state with O&G companies and private domestic business in search of mutually beneficial decision will be more fruitful. In this case budget resources will be minimized, as they

Реальная обстановка на российском сервисном рынке настолько сложна, что простого решения ожидать не следует.

Real, situation at the Russian service market is so complicated that one shouldn't expect a simple solution to the abovementioned task.

will be shared with O&G companies and business. Competent management, control and most-favored treatment by O&G companies and business with the effective support and attention of the state during the first steps will guarantee successful solution of the problem. Let's consider possible options of integration.

Option 1. An oil and gas company is the center of consolidation. A number of big Russia O&G companies (Gazprom, Surgutneftegaz, Tatneft) withstood temptation related to "marginal assets" and preserved their service in competitive, well-equipped and operational state. The government can agree with the O&G companies on creation of an integrated corporation in the form of a limited liability company or other forms of structural organization with service assets owned by the state. The controlling interest of the integrated company could belong to the O&G company with part of the stocks owned by the state. While providing for the interests of the parent company, the service company should be an active participant of the domestic and foreign markets. The integrated company will be gradually merging domestic and foreign assets that are of interest to it and build up presence at the Russian and foreign markets. In the future it may become a powerful and independent public service company.

We may take Gazprom Ltd as a widget of the alternative under consideration. Its service asset, Georesurs Ltd fully satisfy the demands of the company in geophysical service of gas wells and partially in seismic exploration. Gazprom could

Постепенно под крылом Газпрома могла бы сформироваться мощная отечественная интегрированная компания нефтегазового сервиса с годовым объемом выручки более 100 млрд руб., выполняющая высокотехнологичные, наукоемкие услуги в России и зарубежье. Статус интегрированной компании по мере уменьшения доли акций, принадлежащих Газпрому и государству, мог бы становиться все более независимым.

В кооперации государства с ОАО «Сургутнефтегаз» возможна аналогичная схема. Нефтесервис этой компании один из самых мощных в России, но работает только на внутренние нужды. Поэтому в случае согласия компании с предложениями государства интегрированный с государственными активами сервис должен будет направить свои усилия также на завоевание внутреннего и мирового рынков.

В ОАО «Татнефть» уже существует многопрофильная сервисная компания ООО «ТНГ-Групп», которая выполняет работы не только по заказам материнской компании, но также для других нефтегазовых компаний в России и зарубежье. Государство по договоренности с ОАО «Татнефть» могло бы совместно существенно увеличить активы ТНГ-Групп, оказать финансовую поддержку в оснащении современной техникой и технологией и создать благоприятные условия для превращения интегрированной компании в крупнейшего игрока сервисного рынка.

Подобная схема может оказаться приемлемой и для ОАО «Зарубежнефть», которое имеет инжиниринговые компании (ВНИИнефть, Гипровостокнефть) и проявляет интерес к развитию бизнеса в области нефтегазового сервиса. Государству в данном случае проще реализовать проект по созданию крупной национальной сервисной компании, так как Зарубежнефть находится в государственной собственности. Интегрированная сервисная компания под контролем Зарубежнефти может создаваться за счет передачи ей в собственность государственных сервисных активов и контрольных государственных пакетов акций 11 геофизических предприятий. При содействии государства Зарубежнефть может выкупить контрольные пакеты акций ведущих отечественных и иностранных участников сервисного рынка. Инвестируя необходимые финансовые средства в обеспечение конкурентоспособности интегрированной компании, Зарубежнефть постепенно превратит ее в крупного игрока на отечественном и зарубежном сервисных рынках.

contribute to the integrated company with the assets of Georesurs, Noyabrskneftegazgeofizika (instead of selling it to Weatherford) and other service divisions, while the state would contribute with the controlling interests of 11 strategic geophysical enterprises. The controlling interest of the integrated company could belong to Gazprom with part of the stocks owned by the state. Having started in such membership and with financial support of Gazprom and the state, the service company could become an influential player of Russian service market capable of working for oil and gas on the surface and the shelf of Russia. The annual revenues from geophysics alone would reach 15–20bn rubles. After that the company could expand its services by joining the other assets of Gazprom (such as Gazflot Ltd., etc.) and purchase the controlling interests of the leading domestic and foreign service, research and production companies. Gradually Gazprom could shelter a powerful domestic integrated company of O&G service with annual revenues of over 100bn rubles rendering high-tech and science-intensive services in Russia and abroad. With the share of stocks owned by Gazprom and the state gradually curbed, its status would become more and more independent.

A similar scheme is possible in cooperation of the state with Surgutneftegaz. This company has one of the most powerful services in Russia, but it satisfies only its corporal demands. In case it agrees with the offers of the state, the service integrated with state assets should be aimed at conquering the domestic and world markets.

Tatneft JSC already has a multifunctional service company TNG Group Ltd., which services not only its paternal company, but also other O&G companies in Russia and abroad. Having agreed with Tatneft, the state could substantially increase the assets of TNG-Group and render its financial support in providing it with modern equipment and technologies, create favorable conditions for making this integrated company a big service market player.

Such a scheme could be acceptable for Zarubezhneft JSC, which includes engineering companies (VNIIneft and Giprovestokneft) and is interested in developing O&G service business. In this case, it would be easier for the state to realize the project of a big national service company, since Zarubezhneft is a state property. An integrated service company controlled by Zarubezhneft could be created via giving state service assets and the controlling interests of 11 state geophysical enterprises into its property. With the help of the state Zarubezhneft could buy the stocks of the leading domestic and foreign participants of the service market. By investing the necessary financial resources into competitive ability of the integrated company Zarubezhneft would gradually become a big player at the domestic and foreign service markets.

Вариант 2. Центр консолидации – крупный отечественный бизнес.

В этом варианте партнером государства по консолидации сервисных активов может выступить крупный частный отечественный капитал, заинтересованный в освоении платежеспособного и доходного российского и мирового сервисных рынков. Реализация проекта может осуществляться путем учреждения ОАО с долей государства не менее 25% плюс 1 акция и передачи в собственность сервисных активов, принадлежащих государству полностью или частично. Частный капитал входит своими активами и финансовыми средствами. Интегрированная компания под контролем частного капитала оснащается современной техникой и технологией, расширяет бизнес за счет поглощения значимых игроков рынка, постепенно занимает ведущие позиции в России и осваивает мировой рынок.

В качестве гипотетического примера можно рассмотреть, например, вариант взаимодействия государства с фондом Volga Resources. Этот фонд уже приобрел 25% акций крупнейшей в России компании по сейсморазведке ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг». Государство могло бы войти в эту компанию своими сервисными, научно-производственными активами, а фонд Volga Resources – финансовыми средствами, необходимыми для обеспечения конкурентоспособности интегрированной компании и выкупа контрольных пакетов значимых отечественных и иностранных игроков рынка сервиса. Компания при поддержке государства и капитала может постепенно стать крупным участником российского и зарубежного сервисных рынков.

В настоящее время круг отечественных представителей крупного капитала достаточно широк и государству не составит труда договориться с кем-то из них об участии в реализации данного экономически и политически выгодного проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В развитии рынка российского нефтегазового сервиса наступил переломный момент, когда требуется вмешательство Правительства Российской Федерации для его разрешения в интересах отечественного высокотехнологического, наукоемкого бизнеса и модернизации экономики страны. Ключом к эффективному решению этой сложной проблемы является тесное сотрудничество Правительства РФ с нефтегазовыми компаниями и крупным отечественным частным бизнесом. ●

Option 2. Big domestic business is the center of consolidation.

In this option big private domestic business, interested in solvent and profitable Russian and foreign service markets, is a partner of the state in consolidation of service assets. The project could be implemented via a joint stock company with 25% + 1 share owned by the state and partial or total transfer of ownership of state service assets. Private capital participates with its assets and financial resources. The integrated company, controlled by private capital, receives modern equipment and technologies, expands business by merging important market players, gradually takes the leading positions in Russia and penetrates into the world market.

В развитии рынка российского нефтегазового сервиса наступил переломный момент, когда требуется вмешательство Правительства Российской Федерации для его разрешения в интересах отечественного высокотехнологического, наукоемкого бизнеса и модернизации экономики страны.

We are passing through a crucial moment in the development of Russian O&G service market. Interference of the Government of Russia's Federation is required to resolve it in the interests of domestic, high-tech, science-intensive business and modernization of national economy.

As a widget, we can consider interaction of the state with Volga Resources fund. This fund has already acquired 25% of stocks of the biggest Russian seismic company GEOTECH Holding. The state could enter this company with its service, scientific and production assets, while, Volga Resources would participate with financial resources necessary for provision of competitive ability of the integrated company and acquisition of the controlling interests of important domestic and foreign players of the service markets.

At the moment the circle of domestic representatives of big business is wide enough for the state to agree with one of them on their participation in implementation of this project that is beneficial from both economic and political points of view.

CONCLUSION

We are passing through a crucial moment in the development of Russian O&G service market. Interference of the Government of Russia's Federation is required to resolve it in the interests of domestic, high-tech, science-intensive business and modernization of national economy. Intense cooperation of the RF Government with O&G companies and big domestic private business is a key to the solution of this complicated problem. ●

КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



ASEP Elmar

ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

- Головка для регулировки заправки смазки Enviro™



«Лёгкий»
клапан для
кабеля,
лубрикатор
и сальник

- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



Модуль управления
"E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан
для кабеля



Плашка
конструкции
Q-Guide™

www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индустриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: sales@elmar.co.uk



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
e-mail: info@fid.by





Первый мировой опыт проведения геофизических исследований в добывающих скважинах с использованием ГНКТ с оптоволоконным кабелем

World's First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT)

Видал НОЯ, Абдур Рахман АДЛ, Келлен ВОЛЬФ, Сунг Сеон ЧИ, Джон СТАКЕР, Фернандо РОДРИГЕС, SPE, Schlumberger
Vidal NOYA, Abdur Rahman ADIL, Kellen WOLF, Soon Seong CHEE, John STUKER, Fernando RODRIGUEZ, SPE, Schlumberger

Технология проведения геофизических исследований скважин с ГНКТ, оснащенным оптоволоконным каналом связи ACTivePS, была представлена мною на 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» в сентябре 2010 года в Москве. Международная премьера технологии состоялась на неделю позже в рамках нефтяного конгресса в Италии.

Прошло сравнительно немного времени, и у нас уже есть первые результаты промысловых работ, наши коллеги предоставили нам и уважаемым читателям «Времени колтюбинга» прекрасную возможность ознакомиться с ними.

К.В. Бурдин, гл. инженер департамента по капитальному ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже»

At the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference held in Moscow in September 2010 I presented a technology of geophysical well logging with a coiled tube string coupled with ACTivePS fiber-optic communication channel. International premiere of the technology took place at an oil congress in Italy a week after its presentation in Moscow.

The technology was announced relatively not long ago, but we already have its first field operation results. Our colleagues have provided us and you, distinguished readers of the Coiled Tubing Times, with an excellent opportunity to learn about these results.

K.V. Burdin, Chief Engineer of the CT Workover Department, Schlumberger

ОБЗОР

Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) с установленным внутри геофизическим кабелем идеально подходит для проведения геофизических исследований (ГИ) в режиме реального времени (РРВ) в добывающих скважинах (ДС) с продолжительной горизонтальной секцией. Однако геофизический кабель внутри ГНКТ снижает

ABSTRACT

The coiled tubing (CT) e-line system is ideal to perform real-time production logging (PL) in long horizontal wells. However, the wireline cable inside the CT can restrict the pump rate while the large volumes of acid normally pumped could potentially damage the CT pipe's integrity. Furthermore, using two different CT strings, one for pumping acid and another for

SPE 142443
SPE 142443-PP

Copyright 2011, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 5–6 April 2011.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.

возможные расходы прокачиваемой жидкости, поэтому, как правило, большие объемы кислотных обработок могут нарушить целостность колонны ГНКТ. Кроме того, использование двух различных колонн ГНКТ: одна для проведения кислотной обработки, вторая для проведения ГИДС РРВ, является практически и экономически невыгодным. На сегодняшний день в таких случаях наиболее часто используется проведение ГИ с записью данных на носитель. Основной недостаток такой технологии – это запись данных низкого качества или холостая спуско-подъемная операция (СПО).

Для преодоления вышеупомянутых сложностей была разработана новая многозадачная система, которая позволяет проводить ГИДС с помощью ГНКТ в режиме реального времени и при этом выполнять традиционные работы на ГНКТ. Система телеметрии по средствам оптоволоконного кабеля внутри ГНКТ (ОКГНКТ) уже используется для проведения измерения параметров на забое скважины при проведении различных обработок и операций на месторождении «М». Новая компоновка низа колонны (КНК) позволяет проводить традиционные ГИДС РРВ с записью данных на носитель. На поверхности преобразованный оптический сигнал передается по беспроводной связи на компьютер инженера, снижая необходимость в стандартном оборудовании и персонале.

Впервые в мире такая система была применена на водонагнетательной скважине после выполнения обработки по стимуляции пласта, с качеством данных каротажа нагнетательного профиля, сопоставимым с качеством данных традиционного каротажа, выполняемого на геофизическом кабеле. Кроме того, данные показали равномерный контур нагнетания. Практические промысловые применения данной системы также отражены в этой статье.

Использование новой многофункциональной ОКГНКТ позволяет сократить затраты на мобилизацию и логистику, так же как и снизить стоимость и время проведения работ по сравнению с существующими методами ГИ. Эта технология может быть применена при работе на морских платформах и на удаленных месторождениях, где операционные затраты достаточно велики. В конечном счете система позволяет проводить диагноз состояния скважины, обработку и анализ результатов обработки за одну интервенцию, делая работу комплекса ГНКТ более эффективной и предоставляя более полные данные для инженеров-технологов.

ВВЕДЕНИЕ

Во время эксплуатации скважины постоянно проводятся различные операции, позволяющие изменить технологический режим скважины, ее геометрию или произвести анализ состояния скважины с целью последующего повышения

performing the PL in real time, is neither practical nor economical. A common approach is to use a memory PL tool (PLT), with the associated drawback of recording poor quality data or eventual misruns.

To overcome these challenges, a new CT multipurpose system has been developed, allowing real time PL and conventional applications. Leveraging on the telemetry offered by the fiber optic enabled CT (FOECT), already used for downhole measurements while treating in the M field; the new downhole assembly enables the use of standard PLTs in real time mode. At the surface, the converted optical signal is transmitted wirelessly to the PL engineer's portable computer; eliminating the need for conventional acquisition equipment and personnel.

In a world-first application, the system was used in a land water injection well, after the stimulation job; obtaining the injection profile log with the same quality measurements as a conventional wireline conveyed log. Moreover, the data demonstrated a uniform injection profile. Additional field applications are also briefly discussed in this paper.

The new multipurpose FOECT reduces the mobilization and logistics otherwise required, as well as the time and cost compared to existing alternatives. This new capability can be extended to other scenarios like offshore or remote environments, where operational costs have a larger impact. Ultimately, the system opens the door for performing diagnosis, treatment, and evaluation in a single well intervention, making CT operations more efficient and providing more data for production engineers.

INTRODUCTION

During the productive life of the well, it is common that a well intervention is carried out to alter the state of the well, the geometry, or to provide well diagnostics and possibly manage the production of the well. An abnormal situation is detected, most times at surface, which triggers the need for an intervention. Examples of this situation may include reduction in hydrocarbon production rates or injection rates and increase of water-oil ratio or gas-oil ratio. To understand the nature of the cause, a diagnostic intervention is many times required to measure critical parameters in the wellbore or related to the formation. Such measurements are typically obtained by running logging tools with wireline or slickline. Once the data is available and analyzed, a subsequent intervention is eventually required to improve the conditions. This may involve the use of coiled tubing (CT) equipment. After the intervention is performed, ideally, a measurement of the new downhole conditions is desired to confirm the new well performance status and that intervention objectives have been achieved.

In the case of a horizontal openhole well, deployment of real-time traditional logging tools adds a degree of complexity because, if wireline tractors cannot be used,

производительности. Зачастую отклонения в работе скажины, обнаруживаемые на поверхности, являются поводом для проведения различных работ в скважине. Примерами таких отклонений могут быть снижение производительности углеводородов в добывающей скважине или снижение подачи в нагнетательной скважине, и увеличение соотношения «вода – нефть» или «газ – нефть». Для понимания истинной причины изменений необходимо произвести измерение параметров в стволе или относящихся к пласту. Такие измерения проводятся, как правило, с помощью геофизических приборов на кабеле. После того как данные были получены и проанализированы, для улучшения условий необходимо проведение обработки скважины, которое может быть выполнено с использованием ГНКТ. В идеале после проведения обработки необходимо вновь произвести измерения сложившихся забойных условий для подтверждения достижения поставленных задач по состоянию скважины.

В случае использования традиционной геофизики в скважине с открытым протяженным горизонтальным участком сложность заключается в том, что при невозможности использовать геофизический «трактор» единственным целесообразным методом является использование ГНКТ с геофизическим кабелем внутри (ГНКТ с ГК). Так как геофизический кабель внутри ГНКТ создает дополнительные ограничения по скорости потока жидкости, коррозионные жидкости влияют на целостность кабеля и невозможна закачка шаров для активации КНК, то использование ГНКТ с ГК одновременно для диагностики скважины и выполнения обработки по закачке жидкостей по стимуляции скважин не нашло широкого применения. Альтернатива использования двух различных колонн ГНКТ – одна с геофизическим кабелем внутри, а вторая без – во многих случаях экономически и логистически не практична.

На сегодняшний день в индустрии существует тенденция по выполнению работ по сбору данных о состоянии скважины до и после обработки в два этапа, между которыми могут пройти недели или даже месяцы. В течение этого времени скважина не производит с проектной мощностью, что ведет к потере дохода. Таким образом, возможность сокращения времени между двумя спусками поможет улучшить экономический эффект проекта.

ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «М»

Месторождение «М» расположено на 27 искусственных островах, соединенных 41 км дороги. Месторождение расположено на мелководье, на глубине от 4 до 6 метров. Данное расположение месторождения на искусственных островах требует огромного количества свехдлинных скважин для

the only practical alternative is to use a CT with e-line inside to convey the PL tools. Because e-line inside the CT imparts limitations including restrictions in the flowrates, cable integrity compromised by corrosive fluids, and the inability to pump balls for actuation of bottomhole assemblies, it has not become a common practice to use the CT e-line string for logging and pumping stimulation fluids. The alternative of using two different CT strings, one with e-line and another without, is economically or logistically speaking, impractical in many scenarios.

Thus, the industry tendency has been to plan an intervention to gather data and post-diagnostic intervention separately, sometimes weeks, even months apart. During this time, because the well remains underperforming, the cash flow of the project is being affected. Therefore, it would be extremely beneficial to shorten the time between both interventions.

BACKGROUND IN THE M FIELD

The M field is being developed using 27 man-made islands connected by 41 km of causeway, as the field is located in shallow seawater area with 4 to 6 meters water depth. These artificial islands require an extraordinary amount of extended reach wells (ERWs) to reach the subsurface target depths of up to 31,000 ft (Nughaimish et al., 2009). Peripheral water injection is planned for reservoir pressure maintenance, providing an efficient sweep of hydrocarbons and maximizing the oil recovery. Many of the injection wells are power water injectors (PWI) drilled from the coast of the mainland with 7-in production tubing and 6½-in barefoot productive sections.

In the drilling phase of these wells, drilling fluids are designed to cause minimum damage to the target zone. Typically, this is achieved by building a highly impermeable filter cake wall on the face of the formation (typical range is 0.1 millidarcy). Obviously, this filter cake should be removed from the wellbore area; otherwise, it will adversely impact the performance of the well. To overcome this issue, acid stimulation with coiled tubing (CT) is required. This operation will improve the ERW's performance due to the inherent advantages of good conveyance of the stimulation fluids effective openhole section coverage.

In addition to the CT utilization, chemical diversion systems were utilized to improve stimulation fluids placement and minimize acid going to localized sections of high permeability, thereby helping to achieve a better acid distribution in the open hole. After the stimulation job, a production/injection distribution profile log is desired to evaluate the response of the well to the treatment (Al Dhufairi et al., 2010).

Because of the limitations explained above – and in particular because of using two different CT strings, one for pumping acid and one for performing the PL in real time – this is not practical or economical; the current

достижения глубин порядка 9500 м (Nughaimish et al., 2009). Периферийное водонагнетание планируется для поддержания пластового давления с целью максимального эффективного извлечения углеводородов. С материка было пробурено большое количество скважин ППД с диаметром эксплуатационной колонны 7" и диаметром открытой секции скважины 6 1/8".

При бурении этих скважин буровые растворы были подобраны по критерию минимального повреждения призабойной зоны. Обычно это достигается путем создания малопроницаемой фильтрационной корки бурового раствора в призабойной зоне (проницаемость порядка 0,1 мДр). Впоследствии данная фильтрационная корка должна быть удалена, иначе она может значительно повлиять на дебит скважины. Для решения этой задачи требуется кислотная обработка призабойной зоны с помощью ГНКТ. Такая обработка повышает дебит сверхдлинных скважин по причине более эффективного покрытия желаемой зоны открытого ствола.

В дополнение к использованию ГНКТ были использованы химические отклоняющие системы для более эффективного покрытия зоны обработки и блокировки доступа кислоты к зонам с высокой проницаемостью, таким образом позволяя достигать лучшего распределения кислоты в открытом стволе. После обработки призабойной зоны необходимо произвести каротаж профиля распределения притока для оценки результатов обработки (Al Dhufairi et al., 2010).

По вышеупомянутым ограничениям и, в частности, из-за использования двух различных колонн ГНКТ (одна – для проведения кислотной обработки, другая – для ГИ РРВ), это не является ни практичным, ни экономичным; на сегодняшний день используется производство геофизических исследований с записью данных на носителе, которые влекут за собой данные низкого качества и возможные холостые СПО (Al Dhufairi et al., 2010).

ГНКТ С ОПТОВОЛОКОННЫМ КАБЕЛЕМ

На сегодняшний день по ряду преимуществ оптоволоконно широко применяется в средствах связи для передачи данных. Система, основанная на применении волоконной оптики, была разработана для нужд нефтегазовой индустрии и адаптирована для использования с ГНКТ (ОКГНКТ) для проведения измерений рабочих параметров на забое скважины в РРВ.

ОКГНКТ (рисунок 1) представляет собой систему, которая позволяет в режиме реального времени измерять давление и температуру на забое скважины без ограничений, которые имеют традиционные геофизические методы исследования при использовании ГНКТ. Данная система состоит:

- из носителя оптоволоконных каналов внутри колонны ГНКТ;

approach is to use a memory PL tool (PLT), with the associated drawback of missing/poor data quality and possible eventual misruns (Al Dhufairi et al., 2010).

FIBER OPTIC ENABLED COILED TUBING

Optical fiber is widely used in communication due to the benefits it offers for data transmission. In application to oil field services, a system based on fiber optics has been developed and adapted for use in CT operations to enable downhole measurements in real time.

The FOECT, Figure 1, is a system that allows real-time monitoring of downhole pressure and temperature without the limitations of conventional wireline-enabled CT units. The FOECT system features include:

- A Fiber Optic Carrier (FOC) inside the CT string.
- The FOECT bottomhole assembly (BHA).
- Surface acquisition.
- A Distributed Temperature Survey (DTS) system.

The downhole tool, which has a 2 1/2-in outside diameter (OD), includes a CT head where the fiber optical connections are terminated, the electronic package that houses the downhole communication system, the battery and the sensors that record internal and external pressure and temperature, and a casing collar locator (CCL). The tool is flowed through and made of acid and hydrogen sulfide (H₂S) resistant materials.

The FOC with an OD of 1.8 mm (0.071-in), containing four fibers, is previously installed in the CT string. The FOC is non-intrusive; therefore, standard operations normally done with conventional strings can be carried out, including pumping corrosive fluids and dropping balls.

During a typical operation of the system, the downhole data is transmitted from the CT working reel, via wireless communication, to the CT control cabin, where the DTS monitoring system and specialized software are used to acquire, display, monitor, and record real-time job parameters. The surface acquisition system can also communicate with the tool downhole and send commands (Garzon et al., 2010).

As the fiber itself acts as a temperature sensor across the length of the CT string, a DTS monitoring system can also be used to capture reliable, accurate, and real-time downhole distributed temperature profiles, along with data acquisition, analysis, and interpretation. There is no need for calibration points along the fiber or for calibrating the fiber prior to installation in the wellbore. The system enables monitoring thermal profiles of injection at different times during the treatment.

PL IN REAL TIME SOLUTION

To address the challenge of obtaining a PL in real time, a solution based on the FOECT was proposed for the M Field development. The FOECT system, primarily utilized to enhance the stimulation fluid placement using the DTS workflow (Garzon et al., 2010), offered the following advantages:

- КНК для ОКГНКТ;
- наземного оборудования и программного обеспечения (ПО);
- системы распределенного температурного комплексного исследования (DTS).

КНК имеет наружный диаметр 54 мм (2 1/8") и состоит из головной части (CT head), где происходит соединение оптоволоконных каналов и КНК, электронной упаковки, в которой находится система приема сигналов, батарея и сенсоры для записи внутреннего и внешнего давления и температуры, а также локатор муфт (CCL). Компонировка предоставляет возможность осуществления закачки и выполнена из материалов, устойчивых к кислотам и сероводороду H_2S .

Оптоволоконный кабель имеет наружный диаметр 1,8 мм (0.071"), состоит из четырех оптоволоконных каналов, предварительно установленных в колонне ГНКТ. Он позволяет выполнять любые стандартные

1. Large telemetry capacity through fiber optics required enabling a large influx of data from the PL tools.
2. Ability to use the CT string for several purposes: logging and conventional applications
3. Support extended cable length up to 14,000 mts.

The system uses the FOECT string for telemetry and a 11/16-in BHA, which powers and communicates with the conventional PLTs. Data is sent wirelessly from the working reel acquisition hardware to the acquisition software on surface; therefore, no conventional surface wireline logging unit is needed on location. The main components of the system are shown in Figure 2. These include:

- BHA:
- Optical Logging Adapter (OLA).
- PLT.
- FOC inside the CT string.
- Surface acquisition hardware and software.

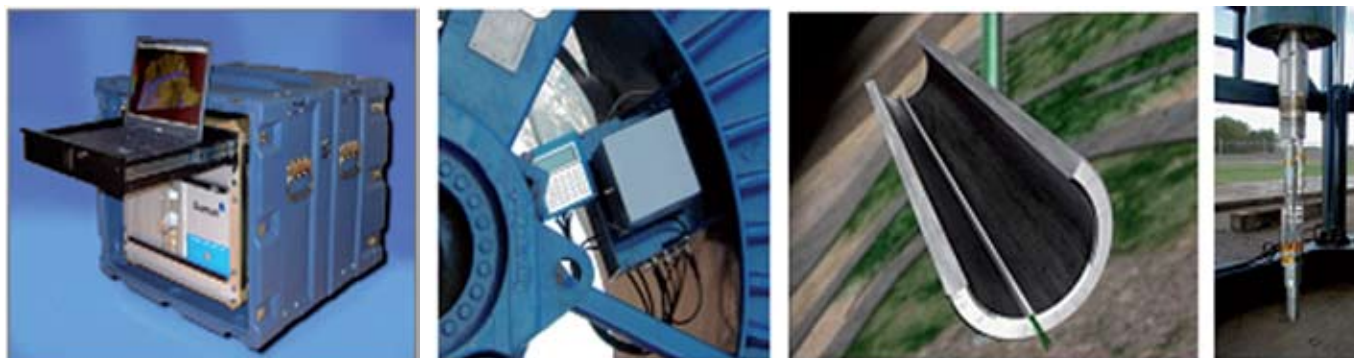


Рисунок 1 – Наземное оборудование на рабочей катушке, оптоволоконный кабель, ОКГНКТ КНК
Figure 1 – FOECT system displaying, the DTS system, surface acquisition at the working reel, FOC and the FOECT BHA

операции с ГНКТ, включая закачку коррозионных жидкостей и сброс шаров.

В ходе обычной операции системы данные с забоя скважины передаются с рабочей катушки ГНКТ по беспроводной связи в кабину оператора ГНКТ, где система DTS и специализированное ПО используются для получения, отображения, наблюдения и записи в реальном времени рабочих параметров. Наземное ПО также позволяет посылать команды на КНК (Garzon et al., 2010).

Оптоволоконные каналы могут быть использованы как температурный сенсор вдоль всей длины колонны ГНКТ. DTS-модуль также может быть использован для надежного, точного, распределенного, температурного комплексного исследования в реальном режиме времени, одновременно со сбором, анализом и интерпретацией данных. Оптоволоконный кабель не требует калибровки перед работой. Система позволяет отслеживать распределение температуры в различное время при проведении операции.

At the OLA, the FOC and fiber optics are terminated to the electric optical system. The optical signal is converted to electrical through a specialized electronics board that communicates with standard wireline PLTs using the same communication protocol. The OLA tool is powered by a downhole battery, enabling minimum operational times of 48 hours with maximum load of PLT tools. The OLA has a unique feature which allows field engineer to control powering on/off of PLT tools whenever the measurement is made. This feature will extend the battery lifetime above 48 hours. The lower part of the OLA includes a wired multi-cycle disconnect tool for contingencies. Fluids or nitrogen can be circulated via the CT through the upper section of the BHA.

On surface, at the working reel, the FOC is terminated at the pressure bulkhead. The fiber optics are conducted to the surface acquisition system, which converts optical to electrical signals and vice versa, again using standard communication protocol of the PL systems. The data is transmitted wirelessly from there to a laptop computer, where customary software captures and displays the

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ (ГИДС РРВ)

Для выполнения ГИДС РРВ на месторождении «М» было предложено использовать ОКГНКТ. Эта система главным образом использовалась для лучшего размещения жидкости обработки в скважине, используя DTS. Она обладает следующими преимуществами:

1. Высокая плотность записываемых данных, проходящих через оптоволоконно, с приборов ГИ.
2. Возможность одновременно выполнять ГИ и традиционные обработки с ГНКТ.
3. Нахождение до 14 000 м оптоволоконного кабеля внутри колонны ГНКТ.

Система использует оптоволоконный кабель в ГНКТ для телеметрии и КНК с наружным диаметром 1 1/16", которая питает и осуществляет связь со стандартными геофизическими приборами для проведения ГИДС РРВ. Данные пересылаются посредством беспроводной связи с оборудования на рабочей катушке ГНКТ на ПО на поверхности. Таким образом, отпадает необходимость в использовании специальной установки для геофизических исследований. Основные компоненты системы изображены на рисунке 2:

- забойная КНК, которая состоит из адаптера (OLA) и геофизического прибора (ГП);
- оптоволоконный кабель внутри ГНКТ;
- ПО и оборудование на поверхности.

В OLA оптоволоконный кабель и оптоволоконные каналы прерываются. Оптический сигнал превращается в электрический в специальной плате, которая связывается со стандартным геофизическим прибором с использованием такого же протокола. Адаптер (OLA) приводится в действие посредством батареи, установленной в КНК. Заряд батареи позволяет работать 48 часов при максимальной нагрузке. OLA может быть отключен и включен в любое время по желанию пользователя. Это позволяет продлить жизнь батареи свыше 48 часов. В нижней части OLA находится устройство многократного пользования для отсоединения геофизического прибора в случае непредвиденной ситуации. Циркуляция жидкости и азота через колонну ГНКТ может быть осуществлена в верхней части КНК.

На поверхности, на катушке ГНКТ происходит прерывание оптоволоконного кабеля в герметичном блоке (Pressure Bullhead). В наземном ПО оптический сигнал преобразуется в электрический и обратно с помощью такого же протокола. Данные передаются по беспроводной связи на компьютер, где информация извлекается и отображается на дисплее так же, как при обычной геофизической работе. Данная система позволяет отказаться от наземного оборудования, которое обычно используется при

information, as done in a conventional wireline job. This configuration eliminates the need for the normal wireline surface acquisition system; reducing the layout at the location and reducing the amount of people required.

The system includes software that enables troubleshooting of the tools downhole as well as monitoring critical operational parameters like remaining downhole battery lifetime, voltage signal lines on electronic boards and optical signal quality.

A key feature of the PL FOECT system is that it enables the same CT string to be used for executing both the acid treatment and logging operations. This is particularly advantageous compared to conventional CT e-line configurations given the affected integrity of the cable when exposed to large amounts of acid, the cable slack management, the flowrate restrictions and the inability to pump drop balls.

Below is the table list of PLT tools which are currently supported by FOECT system.

PLT Tools
<i>PSIP Basic Module Sonde (P, T, GR, CCL)</i>
<i>PSIP Gradio Module Carrier</i>
<i>PSIP Flowmeter Dual Caliper Sonde</i>
<i>Digital Entry & Fluid Imaging Tool</i>
<i>Gas Hold-up Optical Sensor Tool</i>
<i>PSIP Unigage Carrier Sonde</i>
<i>PSIP Inline Spinner</i>
<i>Slim Cement Mapping Tool</i>
<i>PSIP Conveyance Monitoring Sonde</i>
<i>Flowsan Imager</i>

THE FIRST FIELD APPLICATION

A field application is discussed where the technologies and methodologies described above were implemented. The main objective was to acid stimulate well A utilizing 2-in CT and to run a post stimulation injection production log to obtain the well injection profile. The well TD was 12,560 ft MD with an openhole zone of 3,500 ft. The well was newly drilled as an openhole PWI and completed with 7-in tubing. A short injection test performed by the rig had indicated an injection rate of 3.6 thousand barrels of water per day (MBWD) at 2,000 pounds per square inch (psi).

THE PL OPERATION

After the stimulation was performed and the last injection profiles were recorded with DTS, the CT was POOH. The OLA assembly was then installed at the end of the CT, together with the PL suite of tools that included the housing without the telemetry system, and

геофизических работах, что позволяет уменьшить количество оборудования и персонала.

Система включает ПО, которое позволяет производить диагностику и устранять неисправности приборов на забое, а также отслеживать необходимые рабочие параметры: остаточный заряд батареи, напряжение на электронной плате, качество оптического сигнала.

Основное преимущество ГИДС ОКГНКТ – это возможность использования одной колонны ГНКТ для одновременного выполнения ГИ и проведения кислотной обработки призабойной зоны. В частности, по сравнению с традиционной конфигурацией ГНКТ с геофизическим кабелем, это позволяет избежать проблем с целостностью геофизического кабеля при воздействии больших объемов кислоты, необходимости следить за расположением кабеля внутри ГНКТ, снимать ограничения скорости потока жидкости и возможности закачки шаров.

Ниже представлен список геофизических приборов, которые могут быть использованы вместе с данной системой.

Геофизические приборы для ГИДС
PSIP Basic Module Sonde (P, T, GR, CCL)
PSIP Gradio Module Carrier
PSIP Flowmeter Dual Caliper Sonde
Digital Entry & Fluid Imaging Tool
Gas Hold-up Optical Sensor Tool
PSIP Unilage Carrier Sonde
PSIP Inline Spinner
Slim Cement Mapping Tool
PSIP Conveyance Monitoring Sonde
Flowsan Imager

ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОКГНКТ

Основной целью работы была кислотная обработка скважины А с использованием 2" колонны ГНКТ и последующая запись каротажа контура нагнетания скважины. Глубина скважины по стволу 3828 м, открытый ствол – 1067 м, в нее была спущена 7" НКТ. Тест на приемистость, выполненный буровой бригадой, показал расход 572 м³/сут воды при давлении 136 атм.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

После проведения кислотной обработки и записи контуров нагнетания с помощью системы DTS



Рисунок 2 – Система сбора данных, оптоволоконный кабель
Figure 2 – The PL FOECT system is composed of the surface acquisition system, the FOC

the different measurement modules: GR, CCL, pressure, temperature, tension/compression subs, a centralizer, an inline spinner, and the full bore spinner plus XY caliper. After confirming that the real-time acquisition was working smoothly, the logging tools were then RIH, as normally done in a conventional CT e-line operation.

One pass was performed from casing shoe down to TD while injecting water at 10,000 barrels per day (BPD) through the CT-casing annulus. Another pass from TD to the casing shoe was done while injecting water at the same rate. A total of 12 calibration passes were executed; six while shut-in and six while flowing, and station logs while coming up. The PLT operation lasted 24 hours. No problem was encountered during the hole logging operation with the new system.

Running the PLT with the PL FOECT in real-time eliminated the need to stop every 1,000 ft to take stations for time correlation required when doing the memory PL. In addition, the real-time option allowed for passes to be repeated, in case measurements needed to be verified, improving the data quality. In memory PL deployments, misruns are not uncommon due to the memory cartridge malfunction and consequently losing the data, requiring repetition of the job. This is not the case with the new system.

RESULTS OF THE FIRST PRODUCTION LOGGING WITH FOECT

A matrix stimulation treatment was designed and pumped in a carbonate water injection well in the M field, Saudi Arabia. Real-time distributed temperature measurements from a FOECT string were used to understand the injection profiles before, during, and after the treatment. On-site joint interpretation of real-time downhole data was provided and a workflow for enhanced stimulation was applied to optimize fluid placement in two acid-diverter stages followed by a full openhole treatment with emulsified acid. Heating associated with the exothermic reaction of acid and carbonate in each stage was confirmed with real time downhole temperatures. Clear indication of diversion with VDA was observed.

колонна ГНКТ была поднята на поверхность. Затем на ГНКТ был установлен адаптер (OLA) вместе с необходимым набором геофизических приборов, в который входил корпус без телеметрической системы и различные модули измерений: гамма-каротажа (GR), локатор муфт (CCL), давления, температуры, растяжения/сжатия трубы, централизатор, линейный расходомер (inline spinner), полнопроходной расходомер с ХУ-каверномером. После подтверждения работы системы сбора данных в реальном режиме времени ГНКТ с приборами была спущена в скважину так же, как и при традиционной работе ГНКТ с геофизическим кабелем внутри.

Один замер был выполнен при спуске ГНКТ от башмака эксплуатационной колонны до забоя скважины при закачке в скважину воды с расходом 1590 м³/сут по затрубному пространству между эксплуатационной колонной и ГНКТ. Другой замер был выполнен при движении ГНКТ от забоя скважины до башмака эксплуатационной колонны с закачкой воды с таким же расходом. Всего было произведено 12 замеров: 6 при закрытой скважине, 6 при рабочей скважине и привязка по глубине при подъеме ГНКТ. Оперция продолжалась 24 часа. Проблем при выполнении работы с новой системой не возникло.

Использование технологии ОКГНКТ для проведения ГИДС РРВ позволяет исключить необходимость остановок каждые 300 м для корреляции времени, как при использовании носителя информации для записи результатов измерения. В дополнение, при работе в режиме реального времени, возможно осуществление повторных проходов для подтверждения полученных данных и улучшения качества данных. При использовании носителя информации при выполнении подобных работ холостые СПО не редкость по причине отказов работы носителя и, следовательно, потери данных, что требует повторных спусков. Такого с новой системой не случается.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ ГИДС РРВ С ПОМОЩЬЮ ОКГНКТ

Обработка призабойной зоны была спроектирована и проведена на месторождении «М» в Саудовской Аравии в скважине ППД с карбонатными породами. Система DTS, которая позволяет измерять распределение температуры в режиме реального времени, была использована для понимания контура нагнетания до, во время и после обработки. Данная технология позволила произвести интерпретацию полученных данных на месте, что дало возможность оптимизировать распределение жидкости в две стадии «кислота – отклонитель», с последующей обработкой открытого ствола скважины эмульгированной кислотой. Рост температуры в

The main outcome of the stimulation treatments was an increase of injection rate. Well A before the treatment was injecting 3,600 BPD with an injection pressure of 2,000 psi. The initial warmback DTS analysis confirmed that minimum injection was taking place on the last 800 ft of the hole before the stimulation. Post-treatment injectivity changed to 10,000 BPD, with a pumping pressure of 500 psi.

After the treatment, the injection profile was recorded using the conventional PLTs deployed with the new PL FOECT system previously described. The log confirmed an uniform injection pattern with even contribution from most of the openhole interval, Figure 3.

Analysis of the DTS profile taken after the stimulation and overlayed the PL log indicated an excellent match of both profiles as demonstrated in Figure 4. This experience represented the first time that a CT PL operation in the M Field was performed in real-time with very high accuracy and magnificent management of the stimulation treatment.

OTHER FIELD EXPERIENCES

The new PL FOECT system was deployed and used in North America, Latin America, and the Middle East regions. Apart from first field experience in the water injector well of the M field, this technology was applied in oil producers and gas wells as well. Two such job applications where the technology's benefit was realized are discussed briefly below.

Job A: The main objective of the intervention for an operator in North America was to understand the fracture/completion program effectiveness using PL technologies. In addition, a comparison of production monitoring capabilities of FO in dry gas wells needed to be realized before future investments in the completion program would be made in the shale gas field. Conventional techniques would require 2 CT runs to obtain a DTS and a real-time PL log, as well as the need for 2 CT reels on location (FOECT and CT e-line) and a wireline surface acquisition system. The new PL FOECT was deployed on a multi-well campaign to address this challenge, and to apply a single run strategy per well, utilizing less equipment and personnel on location, then conventional techniques in order to save time and money for the operator.

A multi-phase flow imaging tool was run in combination with the FOECT to obtain a PL of the horizontal section of the gas-producing well. The FOECT allowed for DTS to be taken following the PL in the same run to simulate a production flow profile as seen in Figure 5 below.

Utilizing a Joule-Thomson inflow temperature model and interpretation software, a production profile from the DTS log could be obtained for the producing interval. The two techniques for production profiling of this horizontal shale gas well matched closely on this job, allowing the operator to make more informed

результате экзотермической реакции кислоты и карбонатов на каждой стадии был подтвержден в режиме реального времени. Также было подтверждено четкое отклонение с помощью VDA.

Главной задачей данной обработки было увеличение скорости закачки. До обработки скважина А подавала 572 м³/сут при давлении 136 атм. Изначальный анализ распределения температуры (DTS) подтвердил, что минимальная скорость закачки приходилась на последние 240 м открытого ствола перед обработкой. После проведения обработки скорость нагнетания изменилась до 1600 м³/сут при давлении закачки 34 атм.

После обработки была произведена запись контура нагнетания с использованием ГИДС с новой системой ОКГНКТ. Результаты каротажа подтвердили постоянство контура нагнетания с равномерным распределением от интервала открытого ствола (рисунок 3).

Анализ данных системы DTS, полученных после кислотной обработки, подтвердил отличное совпадение обоих контуров (рисунок 4). Данный опыт является отличным примером того, как точные данные, полученные с помощью вышеупомянутой системы в режиме реального времени, помогли правильно скорректировать программу обработки.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОКГНКТ ДЛЯ ГИДС РРВ НА ДРУГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Новая система ГИДС РРВ ОКГНКТ была внедрена в Северной Америке, Латинской Америке и на Среднем Востоке. Наравне с опытом применения ГИДС РРВ с ОКГНКТ на водонагнетательных скважинах на месторождении «М» данная технология была также опробована на эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах. Ниже приводится краткое описание двух работ, на которых были реализованы преимущества технологии.

Работа А. Основной целью работы на добывающую компанию в Северной Америке была необходимость проанализировать эффективность программы ГРП/заканчивания скважины с помощью каротажа. В дополнение необходимо было оценить возможности оптоволоконных каналов по наблюдению профиля притока в скважинах с сухим природным газом, прежде чем осуществлять дальнейшие инвестиции в проект месторождения по добыче сланцевого газа. В случае традиционной технологии потребовались бы 2 спуско-подъемные операции ГНКТ: для измерения распределения температуры вдоль ствола скважины с помощью DTS-системы и традиционный ГИДСРРВ. Также для этого потребовалась бы мобилизация двух катушек ГНКТ: одной с геофизическим кабелем внутри, второй с оптоволоконным кабелем, а также наземного геофизического оборудования. Для

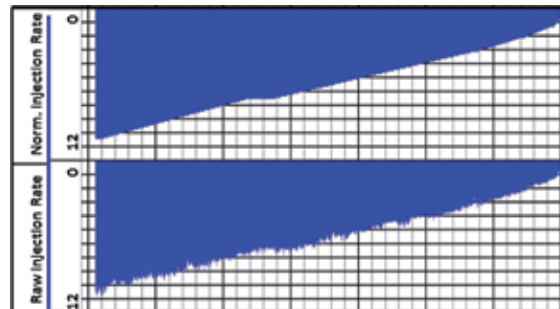


Рисунок 3 – Контур нагнетания, записанный с помощью системы ОКГНКТ

Figure 3 – Injection profile recorded with the PL FOECT

decisions about their future completion programs.

Job B: In Latin America for an offshore operator, the use of CT e-line services had been limited to highly deviated or horizontal wells production logging, because it had proven to be an inefficient intervention. This is due primarily to the lack of space at the drilling rig floor and the need to change the conventional reel for a CT e-line reel, which resulted in several days of waiting for a boat to transport the CT e-line reel and increased costs for renting the drilling rig.

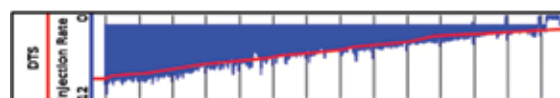


Рисунок 4 – Контур нагнетания, записанный с помощью системы ОКГНКТ и DTS

Figure 4 – Injection profile recorded with the PL FOECT system and DTS

To overcome these limitations and to more efficiently use available resources, the new PL FOECT system was deployed to perform production logging in combination with CT interventions. This innovative technology was used in Latin America for the first time on a completed cased hole well in an offshore C field, by combining the use of FOECT to optimize the cleanout and lifting of the well and to convey a PLT to acquire and record downhole data in real time. The sequence of the job operation was as follows:

- A FOECT with a rotating jetting tool was used to remove the scale buildup restricting the conveyance of the PLT tools from 4-in to 8.5-in ID in the 9-5/8-in casing section of the well.
- The effectiveness of the cleanout run was validated by running an X-Y caliper PLT with the new PL FOECT system. The caliper run showed an effective ID of 8.5-in throughout the target interval.
- A final PL run while pumping nitrogen up to 1,000 scf/min through the new PL FOECT system with a PLT string comprising: GR, CCL, pressure, temperature, gradiomanometer, a centralizer, an inline spinner, and the full bore spinner plus XY caliper, and electronic probes for water holdup.

реализации данной кампании была использована новая технология ГИДС РРВ с ОКГНКТ. Основной идеей стало применение стратегии одной спуско-подъемной операции для выполнения работ на каждой скважине, что, в свою очередь, позволяло бы уменьшить денежные и временные затраты на мобилизацию оборудования и персонала для добывающей компании.

Прибор отображения многофазного потока с ОКГНКТ был спущен для получения ГИДС горизонтальной секции в добывающей газовой скважине. Использование ОКГНКТ позволило выполнить распределенное температурное комплексное исследование (DTS) с последующим ГИ за одну спуско-подъемную операцию для построения профиля притока (рисунок 5).

С помощью температурной модели притока Джоуля-Томсона и программного обеспечения можно интерпретировать данные, полученные в ходе измерения профиля притока с помощью системы DTS. Обе техники для профилирования притока сланцевого газа в горизонтальной скважине показали близкий результат, что позволило добывающей компании принимать более информированные решения о дальнейших программах заканчивания.

Работа Б. Латинская Америка. Морская платформа. Традиционная техника геофизических исследований с помощью ГНКТ с кабелем не нашла широкого применения в скважинах с большим отклонением от вертикали или горизонтальных скважинах по причине своей неэффективности. Это связано с недостатком пространства на буровой площадке платформы и необходимостью замены катушки ГНКТ без кабеля для выполнения традиционных работ на катушку ГНКТ с геофизическим кабелем, что влечет за собой дополнительные затраты по времени на доставку второй катушки ГНКТ и простой буровой платформы и удорожание ее аренды.

Для преодоления данных ограничений и с целью более эффективного использования имеющихся ресурсов новая система ОКГНКТ была мобилизована для проведения ГИДС в сочетании с обработкой скважины с ГНКТ. Эта инновационная технология была впервые использована в Латинской Америке на обсаженной скважине офшорного месторождения «С», объединяя ОКГНКТ для оптимизации промывки и интенсификации скважины и проведение ГИДС для получения забойных данных в режиме реального времени. Работа происходила в следующей последовательности:

- на первом этапе ОКГНКТ с вращающейся гидромониторной насадкой была использована для удаления отложений, препятствующих прохождению приборов ГИДС для расширения проходного диаметра от 4" до 8,5" в

The removal of the scale prior to deploying the PLT string, as well as the pumping of nitrogen during the logging operation, was crucial to ensure the well could be logged in flowing conditions. The PLT data was used to perform a dynamic evaluation of the well and to determine the water entry zones in the relatively long perforated interval. The new PL FOECT system allowed these interventions and logging operation to be performed with the same equipment spread and personnel requirements on a drilling rig where space is tight, improving the overall efficiency of the operation. The PL analysis proved advantageous for the operator in deciding whether to demobilize the drilling rig from that reservoir and avoid drilling an additional five wells forecasted for that area.

SUMMARY OF PL IN FOECT IMPLEMENTATION IN THE FIELD

The deployment of the new PL FOECT system currently in the Middle East, Asia, and North and Latin America, has enabled the following observations:

- Over 90% of the wells are horizontal, needing CT or an alternative tractor system to deploy the PLT.
- A FOECT intervention prior to or after the PL operation occurred in a majority of the applications.
- Over 60% of the operations involved a combination of DTS with PLT in the same run for production profiling to understand the reservoir production characteristics better.
- No job failures occurred in over 400 operating hours related to the new system design. This result reinforces the reliability of the system.

CONCLUSIONS

The main technical and operational benefits that the new PL in FOECT brings to the current workflow include:

- Multipurpose CT string allows utilization for logging and conventional treatments, eliminating the redundancy of strings at the location.
- The new system eliminates the need for a standard logging acquisition system, typically a logging truck.
- Reduces the personnel requirements associated

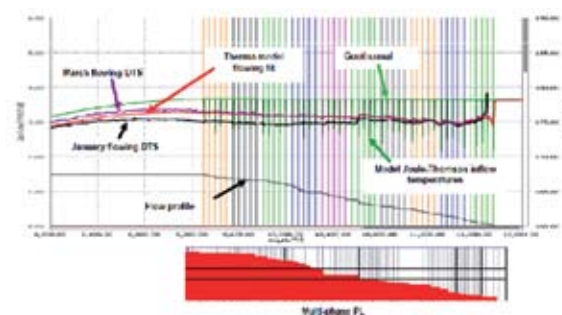


Рисунок 5 – Сравнение профилирования притока между системой DTS и ГИДС с ОКГНКТ

Figure 5 – Production Profiling comparison between DTS and PL conveyed with FOECT

эксплуатационной колонне диаметром 9 5/8".

- Для проверки эффективности промывки был спущен прибор ГИДС ХУ-каверномер с новой системой ГИДС ОКГНКТ. Результаты подтвердили достаточный проходной диаметр в интересующем интервале – 8,5".
- На заключительном этапе был спущен прибор ГИДС с одновременной закачкой азота с расходом до 28 м³/мин с применением системы ОКГНКТ с ГНКТ с геофизическим кабелем, включающей в себя: гамма-каротаж (GR), локатор муфт (CCL), давления, температуры, дифференциальный скважинный манометр, централизатор, линейный расходомер (inline spinner), полнопроходной расходомер с ХУ-каверномером, электронный сенсор для измерения объемного содержания воды.

Удаление отложений в стволе скважины перед прохождением приборов ГИДС, а также закачка азота в процессе ГИ были критичны для выполнения каротажа в работающей скважине. Полученные данные были использованы для анализа скважины в динамическом состоянии и определения зоны поступления воды в продолжительном интервале перфорации. Новая система ГИДС с ОКГНКТ позволила выполнить обработку скважины и геофизические исследования при наличии того же оборудования и персонала в условиях ограниченного пространства на морской буровой платформе, что позволило повысить общую эффективность операции. Анализ результатов ГИ подтвердил свои преимущества для добывающей компании в принятии решения об остановке бурения и решения избежать бурения дополнительных пяти скважин в том районе.

ИТОГИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДС С ОКГНКТ

Использование новой системы на Среднем Востоке, в Азии, Северной и Южной Америке позволяет сделать следующие выводы:

- более 90% горизонтальных скважин требуют использования ГНКТ или альтернативной системы «тракторов» для проведения ГИДС.
- ОКГНКТ в большинстве своем используются до или после ГИДС.
- Более 60% работ по профилированию притока включают в себя сочетание DTS с прибором ГИДС за одну спуско-подъемную операцию для более полного понимания свойств пласта.
- Ни одной серьезной поломки на протяжении более 400 часов наработки, связанной с новой системой, не произошло, что подтверждает надежность системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новая система ГИДС с ОКГНКТ позволила привнести в индустрию новые технические и операционные преимущества:

with further interventions and handling additional equipment like the logging truck.

- Number of mobilizations of equipment to the well site can be optimized, causing a positive impact, not only economical but also on the environment.
- The systems provides versatility to the well intervention cycle by making easier a short term planning of a logging operation on CT in case is required. In other words, more information and data from the wellbore and reservoir can be easily accessed.

The PL in FOECT field experience has allowed the identification of features and improvements that could enhance the expansion of applications in the industry. The most important are:

- The system needs to be made compatible with CT hydraulic tractor and other extended reach technologies. A flow through capability version would address this need.
- The system needs to allow the measurement of reservoir saturation for Sigma and Carbon/Oxygen or water flow logs.

All these benefits, positively impact the Well Intervention process in the following ways:

- The system makes more accesable information and data from the wellbore and reservoir. This mean that better decisions can be made to restore, improve and manage the well performance.
- The optimization of resources, equipment and personnel, brings the intervention cost down significantly.
- The ability to perform multiple applications in the same mobilization, logging and stimulation for example, shortens the time the well is underperforming, enhancing the project financial performance. ☺

The authors thank Schlumberger for permission to publish and present this paper. The authors would also like to acknowledge the efforts and contributions of all field personnel involved in the implementation of the new technologies and practices referenced in this paper.

NOMENCLATURE	
BHA	Bottomhole assembly
BPD	Barrels per day
CCL	Casing collar locator
CT	Coiled tubing
DTS	Distributed temperature survey
e-line	Electric line
ERW	Extended reach well
FOC	Fiber Optics Carrier
FOECT	Fiber Optics Enabled Coiled Tubing

- на локациях возможно использование многофункциональной колонны ГНКТ как для выполнения геофизических исследований, так и для традиционных работ, что позволяет сократить излишнее количество колонн ГНКТ на локациях;
- позволяет отказаться от использования стандартного геофизического оборудования, например каротажной станции;
- снижает количество требующегося на локациях персонала, который необходим для выполнения работы и обслуживания дополнительного оборудования;
- количество мобилизаций оборудования на скважину может быть оптимизировано, что принесет положительный аспект не только с экономической стороны, но и с точки зрения влияния на окружающую среду;
- система позволяет внести больше разнообразия в виды работ, делая краткосрочное планирование геофизических исследований на ГНКТ более простым. Другими словами, по скважине может быть получено больше данных.

Опыт использования ГИДС с ОКГНКТ позволяет определить достоинства и улучшения, которые позволяют расширить области применения новой технологии. Наиболее важные из них:

- необходимо рассмотреть возможность использования системы с ГНКТ с гидравлическим «трактором» и другими технологиями для достижения больших глубин. Основная проблема при этом – это возможность осуществлять прокачку через такого рода приборы;
- необходимо рассмотреть возможность измерения насыщения пласта для Sigma, спектрометрического импульсного нейтронного каротажа или каротажа в потоке воды.

Все имеющиеся преимущества позволяют улучшить эффективность проведения работ в скважине:

- система делает более доступной информацию и данные по скважине и резервуару, что позволяет принимать более объективные решения в ходе эксплуатации скважины;
- оптимизация ресурсов, оборудования и персонала значительно снижает стоимость операции;
- возможность выполнять несколько технологических операций за одну мобилизацию (например, ГИ и стимуляция) позволяет сократить время простоя скважины и повысить экономическую эффективность всего проекта в целом. ☺

Авторы данной работы благодарят компанию Schlumberger за разрешение публикации и представления этой работы. Авторы также хотят поблагодарить всех участников проекта, непосредственно принимавших участие в его практическом осуществлении.

gpf	Gallons per foot
H₂S	Hydrogen Sulfide
HCl	Hydrochloric acid
MBWD	Thousand barrels of water per day
MD	Measured depth, ft
OD	Outside diameter
OLA	Optical logging adapter
PL	Production logging
PLT	Production logging tool
POOH	Pull out of hole
psi	Pounds per square inch
PWI	Power water injector
RIH	Run in hole
TD	Total depth, ft
VDA	Viscoelastic Diverting Acid
WHP	Wellhead pressure

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Al Dhufairi, M., Al Ghamdi, S., SPE, Saudi Aramco; Noya, V., SPE, Schlumberger; et al.: "Expanding the Envelop of Coiled Tubing (CT) Reach for Stimulation of Ultradeep Open Hole Horizontal Wells," SPE paper 130642, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, March 23–24, 2010.
2. Garzon, F., Amoroch, J., Harbi, M., et al.: "Stimulating Khuff Gas Wells with Smart Fluid Placement," SPE paper 131917, prepared for presentation at the SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, January 24–26, 2010.
3. Jacobsen, J., Kharrat, W., Weiss, A. and Noya, V.: "Changing the Game of Fluid Placement: Intelligent Well Intervention on a Tri-Lateral Horizontal Well," SPE paper 130365, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, March 23–24, 2010.
4. Nugheimish, F.N., Hamdan, M.R., Shobaili, Y.M., SPE, Saudi Aramco: "Extended Reach Drilling and Causeway Utilization in the Development of a Shallow Water Oil Field," OTC paper 20112-MS, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 4–7, 2009.
5. Mubarak AlDhufairi, Khalid AlOmairan, Saleh AlGhamdi, SPE, Saudi Aramco; Vidal Noya, Jan Jacobsen, Samer AlSaraki, Adnan Ghani, Abdul Wahab Azrak, SPE, Schlumberger: "Stimulation with Innovative Fluid-Placement Methodology and World First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT)," SPE 135200, presented at the ATCE Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19–22, 2010.

Технология гидropескоструйной перфорации эксплуатационной колонны ISOJET при использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП

ISOJET Technology of Sand Jet Perforation of the Production String With the Use of Coiled Tubing Followed by Hydraulic Fracturing

Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Евгений КАЗАКОВ, Александр КАЗАКОВ, ООО «Трайкан Велл Сервис»
Stanislav ZAGRANICHNY, Yevgeniy KAZAKOV, Alexander KAZAKOV, Trican Well Service Ltd

Технологии гидropескоструйного воздействия используются в различных отраслях промышленности уже сравнительно продолжительное время.

В нефтегазовой промышленности, несмотря на публикацию теоретических статей по теме как в советской, а затем российской научной среде, в особенности зарубежной специализированной прессе, реальное применение гидropескоструйной технологии началось только в недавнее время. Связано это прежде всего с достижениями в металлургии, позволившими разработку достаточно стойких материалов для применения во время проведения работ в нефтегазовых скважинах. Более того, в последние годы, с развитием прикладного программного обеспечения, появились продукты, позволяющие построение моделей, оптимизацию применения и предсказание результата проведения такого вида работ.

Разработанная и внедренная ООО «Трайкан Велл Сервис» технология ISOJET основана на непрерывной работе флота ГНКТ, выполняющего помимо основной работы по освоению и нормализации забоя скважины еще и гидropескоструйную перфорацию, и флота ГРП, выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов.

ПРЕИМУЩЕСТВА ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

В настоящее время для компенсации снижения базовой добычи нефти требуется ввод скважин из бурения в кратчайшие сроки, качественно и с наименьшими затратами на всех этапах, включая прострелочно-взрывные работы (ПВР). Гидropескоструйная перфорация нефтегазовых скважин обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами ПВР, что объясняет рост популярности таких работ в последнее

Sand jet impact technology has been used in different sectors of industry for relatively long period of time. In oil and gas sector, despite theoretical publications made by Soviet and then Russian scientists especially in the foreign trade press, real life application of this technology has started just recently. First of all this is attributed to the recent achievements in metallurgy that allowed producing quite strong materials to be used during sand jet operations in oil and gas wells. Moreover, over the recent years new software products have been developed allowing building models, optimizing performance and predicting the results of such works.

ISOJET technology developed and introduced by Trican Well Service Ltd is based on continuous operation of the coiled tubing fleet that, besides its main work on well completion and bottomhole cleaning, also performs sand jet perforation, and hydraulic fracturing fleet that performs reservoir hydraulic fracturing without limitations in terms of proppant weight and other complicating factors.

ADVANTAGES OF SAND JET PERFORATION

At the present time in order to compensate the reduction of base oil production it is necessary to commission wells after drilling in the shortest possible time, in the most qualitative manner and with least possible cost at all stages, including perforating operations. Sand jet perforation has a number of advantages in comparison with conventional perforation methods that is why it is becoming more and more popular. They are mainly related to the necessity of subsequent reservoir hydraulic fracturing operation to increase well productivity and also related to higher time and success requirements for such works.

время. Связаны они прежде всего с необходимостью последующего проведения работ по гидроразрыву пласта для увеличения производительности скважин и увеличением требований к срокам и успешности этих работ.

Абразивные смеси применяются для резки и перфорации НКТ с высокой точностью и эффективностью, в том числе и при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Основная задача вторичного вскрытия – создание гидродинамической связи между скважиной и пластом без повреждения коллекторских свойств призабойной зоны и без значительных деформаций обсадной колонны и цементного камня. Решение этой задачи обеспечивается выбором метода перфорации, среды, типоразмера перфоратора и плотности перфорации. При гидропескоструйной перфорации образование канала осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, содержащей абразивный песок. При данном способе вскрытия практически исключается отрицательное воздействие взрывных нагрузок на пласт и на эксплуатационную колонну, а получаемые отверстия значительно больше, чем при использовании кумулятивных зарядов при аналогичных условиях (в первую очередь – типоразмер перфоратора). При последующем проведении работ по ГРП это означает отсутствие преждевременной остановки закачки, а следовательно, повышение успешности работ.

Касательно необходимого времени на перфорацию и оценки эффективности гидропескоструйной перфорации по сравнению с ПВР на трубах необходимо рассмотреть весь цикл проведения работ. Безусловно, непосредственно на гидропескоструйную перфорацию затрачивается больше времени, чем на ПВР с взрывными или кумулятивными перфорационными системами. Однако применение ГНКТ позволяет сократить время на спуско-подъемные операции, а также на спуск в скважину без предварительного глушения по сравнению со станком КРС. Также отсутствует необходимость в привлечении геофизической партии для ПВР, так как все работы выполняются бригадой ГНКТ. Кроме того, отсутствие взрывоопасных материалов существенно снижает риски, возникающие при нахождении их на площадке и в скважине и, соответственно, повышает безопасность работ.

В целом можно указать на тот факт, что срок освоения, включающий подготовку скважины к ГРП, проведение ГРП, промывку скважины, спуск-монтаж ЭЦН при проведении ГРП по обычной технологии для скважин с тремя пластами составляет 30–32 дня, тогда как по технологии ISOJET он составляет 8–12 дней.

ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТЯМ И МАТЕРИАЛАМ

Требования к закачке абразивных смесей с высокими расходами через НКТ малого диаметра, в контексте данной статьи – ГНКТ, описаны еще в конце 1960-х, а именно в аспекте тех задач, которые возникают при

Abrasive compounds are used for highly-efficient and highly-precise tube cutting and perforation including repeated opening of the productive reservoirs. The main task during repeated reservoir opening is to create hydrodynamic link between the well and the reservoir without damaging porosity and permeability properties of the bottomhole area and without considerable deformation of the casing and cement stone. This task is resolved by the selection of the perforation method, medium, size and type of the perforator and perforation density. During sand jet perforation the hole is formed due to water jet effect produced by high-speed water stream containing abrasive sand. This perforation method allows eliminating negative impact of explosion loads on reservoir and production string and obtained holes are larger in size than in case of shaped charge application under similar conditions (first of all – type and size of perforator). During the subsequent hydraulic fracturing this means prevention of premature injection stoppage and, consequently, increasing success of the operation.

In order to assess the time needed for perforation and efficiency of sand jet perforation compared to other perforation methods we need to consider the whole operation cycle. Certainly, performance of sand jet perforation requires more time than perforation with the use of blast or cumulative (shaped) perforation systems. However, coiled tube allows reducing tripping time, and, unlike workover rig, coiled tube can be run into the well without preliminary well killing. Also there is no necessity in involvement of a geophysical crew in perforation operation, as all the works are performed by the coiled tubing crew. Besides, absence of explosive materials on the site and in the well reduces related risks and, consequently, improves the operational safety.

Generally, we can mention the fact that well completion time, including well preparation for hydraulic fracturing, performance of hydraulic fracturing, well clean out and installation of ESP, for wells with three formation zones is 30–32 days if conventional hydraulic fracturing technology is used and 8–12 days if ISOJET technology is used.

REQUIREMENTS FOR LIQUIDS AND MATERIALS

Requirements for injection of abrasive slurries through small-diameter tubes (in the context of this article – coiled tubing) were described back in late 1960-s, particularly, in terms of the tasks related to planning of operations in deep wells (more than 6,562 feet) and selection of both carrier fluid and the abrasive materials to achieve the required properties. If we analyze in detail fluid stream at different parts of its way, we can make a conclusion that when fluid

планировании работ на глубоких скважинах (более 2000 м) и выборе как несущих жидкостей, так и самого абразивного материала для достижения требуемых свойств. При детальном анализе потока на различных участках пути закачки может быть сделан вывод о том, что при прохождении смеси через смесительную емкость, насосный агрегат, линии обвязки, ГНКТ и затрубное пространство скважины параметры смеси должны соответственно различаться. Так, смесь должна проходить через шланги низкого давления, где необходима более высокая вязкость жидкости для поддержания песка во взвешенном состоянии, затем – через ГНКТ, где требуется пониженная вязкость и снижение трения при высоких расходах закачки и ограничениях по циркуляционному давлению. При проведении работ в горизонтальных скважинах, где смесь транспортируется в ГНКТ при низком циркуляционном давлении, удерживающие свойства несущей жидкости становятся еще более критичными. Таким образом, несущая жидкость должна обладать псевдопластичными свойствами, обеспечивающими поддержание песка во взвешенном состоянии при прохождении всех участков на пути закачки, а также снижение трения для контроля циркуляционного давления в ГНКТ на уровне, не превышающем предельные значения (обычно не более 290 атм). При подборе химреагентов для получения несущей жидкости необходимо также учитывать параметры температуры среды как на поверхности, так и на забое скважины.

В качестве абразивного песка рассматривалось множество вариантов как проппанта различного типоразмера, так и обычного кварцевого песка. В конечном итоге выбор был остановлен именно на кварцевом песке с типоразмером 35–40 как обладающем лучшими абразивными свойствами в контексте его применения для целей гидropескоструйной перфорации с ГНКТ и имеющимся в наличии перфоратором.

ОСОБЕННОСТИ ЗАБОЙНОЙ КОМПОНОВКИ

Гидropескоструйный перфоратор является одним из основных элементов технологии ISOJET. В настоящее время компанией Trican Well Service Ltd разработан и используется инструмент типоразмером 54 мм. Гидropескоструйный перфоратор представляет собой корпус из стального сплава с тремя форсунками из твердых сплавов с фазировкой 120 град. Форсунки также отстоят по оси друг от друга на расстоянии 15 см. При прокачке через форсунки с расходом 260 л/мин скорость струи достигает 190 м/с при расчетном давлении 250 атм. Допустимый режим закачки во время работы предусматривает расход по жидкости в интервале 230–340 л/мин. Рекомендуемое время на одну резку составляет 12–15 мин для хвостовика 108 мм, в колонне 146 мм – около 20 мин.

В целом компоновка низа ГНКТ представляет собой следующее: переходник ГНКТ, двойные лепестковые обратные клапаны, механический разъединитель, гидравлический центратор, гидropескоструйный

passes through the blending unit, pumping unit, wellhead pipelines, coiled tube and well annular space, slurry parameters shall differ accordingly. So, the fluid needs to pass through low-pressure hoses where higher viscosity is required to keep the sand suspended and then the fluid needs to pass through the coiled tube where lower viscosity and friction reduction under high consumption of injection fluid and circulating pressure restrictions are required. When the works are performed in horizontal wells, where fluid is transported to a coiled tube under low circulating pressure, suspending properties of the carrier fluid become even more critical. Therefore, carrier fluid shall have pseudoplastic properties ensuring that sand is suspended at all stages of injection process and ensure reduction of friction to maintain the circulating pressure in a coiled tube below the threshold limit (usually no more than 4,262 psi). When selecting chemicals to prepare carrier fluid it is also necessary to take into account medium temperature parameters both on the surface and at the bottomhole.

As for the abrasive sand, we considered many options of both proppants of different unit size and the ordinary quartz sand. Finally we selected quartz sand of 35–40 unit size as having the best abrasive properties in the context of its application for sand jet perforation with the use of coiled tubing and available perforator.

BOTTOMHOLE ASSEMBLY PECULIARITIES

Sand jet perforator is one of the main elements of the ISOJET technology. Trican Well Service Ltd developed and is currently using a 2.126-inch tool. Sand jet perforator is a body made of steel alloy with three jet nozzles of hard alloy with 120 degree phasing. Jet nozzles are axially spaced 5.9 inches apart. When the slurry is pumped through the nozzles at the rate of 260 l/min the speed of the jet stream reaches 190 m/sec under the rated pressure of 3,674 psi. Permissible injection mode provides for slurry consumption in the range of 230–340 l/min. Recommended time for one cutting is 12–15 minutes for 4.252-inch liner, in 5.748-inch string – around 20 minutes.

Generally, bottomhole assembly includes the following: coiled tubing adapter, double petal check valve, mechanical disconnect, hydraulic centralizer, sand jet perforator, circulation nozzle. Maximum bottomhole assembly size is 2.146 inches.

WORKS ON VERTICAL WELLS

For the moment we have conducted more than 80 hydraulic fracturing operations using ISOJET technology at more than 30 wells of “A” oilfield in Western Siberia. On average, on each well 3 hydraulic fracs were done. The sequence of a typical operation is specified below.

перфоратор, циркуляционную насадку. Максимальный размер компоновки 54,5 мм.

ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ НА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

На сегодняшний день проведено более 80 операций ГРП по технологии ISOJET на более чем 30 скважинах месторождения «А» Западной Сибири. В среднем на каждой скважине проведено по 3 ГРП. Порядок выполнения типичной операции представлен следующим алгоритмом.

Перед проведением ISOJET на скважине из-под бурения бригадой КРС производится спуск и посадка пакера (с проходным отверстием не менее 61 мм) над верхним пластом. При проведении работ в 146 колонне потребуется пакер с проходным сечением 62 мм. После спуска пакера и колонны ГРП бригада КРС демонтируется со скважины и освобождает территорию для размещения на кусте флотов ГНКТ и ГРП.

Оба комплекса подбиваются к скважине, и производится монтаж оборудования на устье. Для последовательного проведения перфорации и ГРП требуется на колонную головку установить арматуру ГРП и оборудование ГНКТ. Для того чтобы во время ГРП не извлекать перфоратор на гибкой трубе полностью из скважины, предусматривается монтаж лубрикатора длиной около 2 м между блоком ПВО и инжектором. После чего следует спуск в скважину гибкой трубы (оборудованной гидropескоструйным перфоратором), отбивка и привязка к забою, размещение перфоратора в интервале перфорации. Перфорация проводится с помощью гидropескоструйного перфоратора, закрепленного на гибкой трубе диаметром 44 мм.

Далее производят точечную резку колонны в интервале пласта. Время образования одного канала составляет около 20 мин, расход рабочей жидкости – 9–10 м³, песка – 800–900 кг. Загрузка гелеобразующего реагента проводится в концентрации 7 л на 1 м³ жидкости. В состав раствора входит также стабилизатор глин. В интервале проводится 8–9 резок. За перфорацией, после извлечения перфоратора из скважины, следует проведение гидроразрыва на этом пласте. Если в скважине более одного пласта, то при проведении ГРП производят отсыпку методом недопродавки до необходимой глубины и повторяют вышеперечисленные операции на следующий пласт. По окончании проведения всех ГРП на скважине флотом ГНКТ производится промывка и освоение.

ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Технология ISOJET была опробована также на горизонтальных скважинах. Горизонтальная скважина X была пробурена в баженовской залежи с максимальным углом отхода от вертикали 82 град. В скважину была спущена и обсажена эксплуатационная колонна диаметром 146 мм. В качестве метода вторичного вскрытия и освоения было решено провести

Before doing ISOJET on a well coming out of drilling, a workover crew runs and sets a packer (with the minimum passageway of 2.402 inches) above the top reservoir. When working in a 5.748-inch tube string you will need a packer with 2.441-inch passageway. After packer setting and running a hydraulic fracturing string the workover crew leaves the location and clears the area for the coiled tubing and hydraulic fracturing fleets to deploy.

Both fleets are deployed near the well and start installing equipment at the wellhead. For subsequent conduct of perforation and hydraulic fracturing it is necessary to install fracturing head and coiled tubing equipment on the casing head. In order to avoid retrieval of perforator attached to a coiled tube during hydraulic fracturing, a 6.562-foot lubricator is installed between the blowout preventer and injector. This is followed by running coiled tube into the well (equipped with sand jet perforator), tagging and placing perforator in the perforation zone. The perforation is done by a jet perforator connected to a 1.732-inch coiled tube.

Then the point cutting of the string in the reservoir interval is performed. Time required to cut one perforation tunnel is around 20 minutes; consumption of the carrier fluid is 9–10 m³, consumption of sand – 800-900 kilograms. Gel-forming agent is added in the concentration of 7 liters per 1 m³ of carrier fluid. Clay stabilizer is also added to the slurry. Usually 8–9 cuttings are done in the interval. After perforator is retrieved out of the well, hydraulic fracturing is completed in this reservoir. In case there are more than one reservoir in the well, backfilling operation is done by means of underflush to required depth and then the abovementioned operations are repeated for the next reservoir. After all fracs have been finished on the well, coiled tubing fleet performs well clean out and completion operations.

WORKS ON HORIZONTAL WELLS

ISOJET technology was also tested on the horizontal wells. Horizontal well X was drilled to the Bazhenov formation with the maximum deflection angle of 82 degrees. A 5.748-inch production string was run into the well and cased. A three-stage ISOJET hydraulic fracturing was selected as a method of secondary opening. Coiled tubing was used at the stage of preparing well for the hydraulic fracturing, opening the producing formation and preparation of the next zone as well as during after-frac bottomhole cleaning and completion operations. The preparatory stage included wellbore callipering, coiled tube depth positioning and correlation with the opening intervals. Sand jet perforation stage included running coiled tube with the jet perforator to the required depth, perforation,

трехстадийный ГРП по технологии ISOJET. Комплекс ГНКТ был задействован на стадиях подготовки скважины под ГРП, вскрытия продуктивного пласта и подготовки следующей зоны, а также нормализации и освоения после ГРП. Стадия подготовки скважины включала шаблонирование ствола скважины, привязку ГНКТ по глубине забоя и корреляцию интервалов вскрытия. Стадия проведения гидropескоструйной перфорации состояла из спуска ГНКТ с перфоратором до заданной глубины, проведения перфорации, очистки интервала перфорации от излишков песка, проведения теста на приемистость и поднятия ГНКТ на поверхность для проведения ГРП, спуска ГНКТ для определения текущего забоя и нормализации по необходимости, гидropескоструйной перфорации следующего интервала. Стадия нормализации и освоения после ГРП включала финальную нормализацию всего горизонтального ствола скважины до глубины искусственного забоя, освоение скважины закачкой азота, вывод скважины на режим фонтанирования после выхода незакрепленного проппанта и жидкостей ГРП из призабойной зоны.

Стадия подготовки скважины включала шаблонирование скважины и привязку по глубине забоя для вскрытия пласта. Глубина забоя скважины была определена методами ГИС во время проведения работ КРС и установлена в качестве референсной для корреляции интервала спуска ГНКТ. После шаблонирования ствола скважины и спуска ГНКТ до референсной глубины электронный и механический датчики глубины ГНКТ были выставлены на заданное значение. Затем был произведен подъем ГНКТ до глубины первого интервала вскрытия, и на трубе была поставлена первая цветная метка. Исходя из того, что ГНКТ имеет остаточный изгиб и при каждом движении трубы метка на поверхности может не совпадать с определенной глубиной, спуско-подъемные операции во время корреляции и привязки интервала, а затем и во время размещения гидropескоструйного инструмента строго ограничены и проводятся только в направлении от максимальной глубины к устью. Схожим методом была произведена корреляция и привязка всех трех интервалов.

Стадия вторичного вскрытия методом гидropескоструйной перфорации была проведена в следующем порядке. Перфоратор был размещен

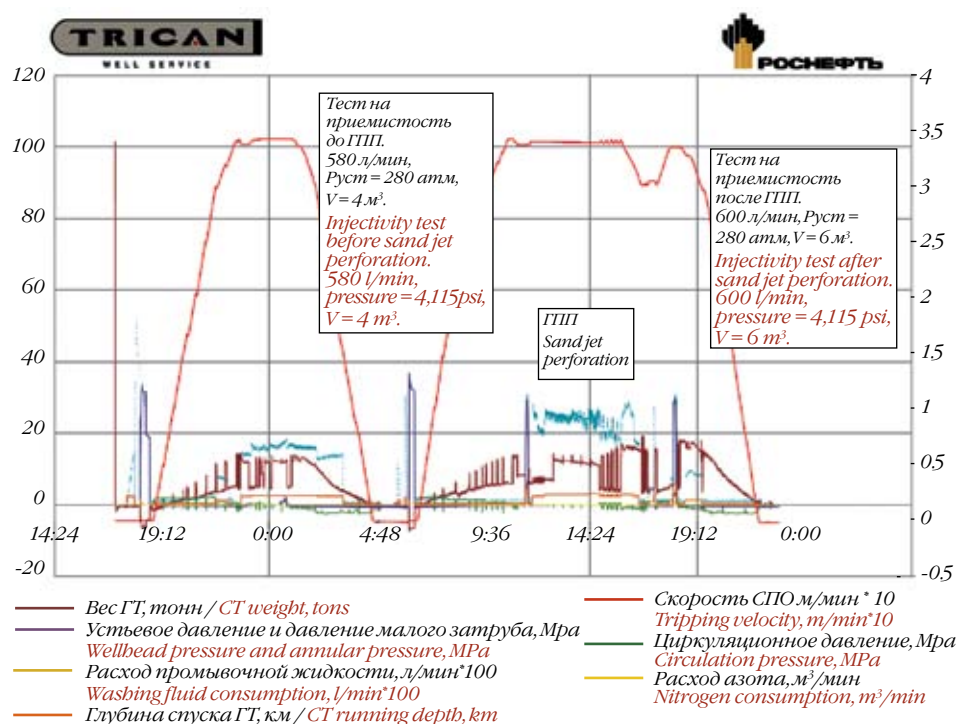


Рисунок 1— Проведение ГПП с ГНКТ на вертикальной скважине
Figure 1— Performance of sand jet perforation with the use of coiled tubing on a vertical well

cleaning perforation interval of surplus sand, performance of the injectivity test and retrieval of the coiled tube to perform hydraulic fracturing, running the coiled tube to identify the current bottomhole and clean it out if necessary, performance of sand jet perforation of the next interval. After-frac clean out and completion stage includes cleaning the whole horizontal leg length to the plugback depth, well completion by nitrogen injection, bringing the well to the flowing regime after emersion of unfixed proppant and frac fluids from the bottomhole zone to the surface.

The preparatory stage included calliper and coiled tube depth positioning to open the formation. The bottomhole depth was identified by logging during workover operations and this depth was taken as a reference to correlate the interval where a coiled tube shall be run to. After wellbore calliper and running a coiled tube to the reference depth, designed values were set on the coiled tube's mechanical and electronic depth sensors. Then the coiled tube was pulled up to the first opening interval and a first color mark was made on the tube. Taking into account the fact that a coiled tube has a residual bend and after each tube trip the color mark may not coincide with the necessary depth, there is a strict restriction on tube tripping both during depth positioning and correlation and during jet perforator placement, and such tripping shall be done only from the maximum depth to the wellhead. Depth positioning and correlation for all the three intervals was done in a similar way.

The stage of secondary opening by jet perforation was conducted in the following sequence. Perforator

на заданной глубине 2960 м согласно метке на ГНКТ. Установлена закачка гелированной жидкости с расходом 150 л/мин для замещения объема ГНКТ. Затем расход по жидкости был увеличен до 230 л/мин, и была произведена закачка абразивной смеси с загрузкой песка типоразмером 35–40 в концентрации 120 кг на 1 м³ несущей жидкости в течение 20 мин. Во время закачки циркуляционное давление находилось на уровне 270–290 атм при варьирующемся расходе 230–340 л/мин. После этого произведено приподнятия ГНКТ на 15 см, и была произведена вторая серия перфорационных отверстий, а затем третья серия в таком же порядке. Таким образом, произведено 9 перфорационных отверстий на интервал с фазировкой 120 град в интервале 45 см. После проведения перфорации интервал был нормализован от абразивного песка, и ГНКТ была поднята на поверхность для перехода к стадии ГРП.

После завершения ГРП на этапе продавки часть проппанта была оставлена в стволе скважины в целях изоляции интервала для проведения следующей стадии работ. Непосредственно перед проведением гидropескоструйной перфорации следующего интервала произведена закачка дополнительной порции песка для усиления изоляции интервала. Стадия вторичного вскрытия на втором и третьем интервалах была произведена аналогично описанному выше процессу. Ствол скважины был нормализован, и проведено освоение азотом до определенных техническим заданием параметров. Скважина выведена в режим фонтанирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология ISOJET позволяет проводить непрерывный цикл подготовки скважины: вскрытие пласта – ГРП – освоение комплексами ГРП и ГНКТ и избегать задержки при вводе скважины в эксплуатацию. Достоинствами технологии ISOJET являются:

- отсутствие манипуляций с пакером, т.к. его посадка осуществляется один раз выше самого верхнего пласта;
- процесс перфорации занимает незначительное время;
- все основные работы выполняются одной компанией – ООО «Трайкан Велл Сервис»;
- нет ограничений по массе ГРП и фракциям проппанта.

Проведение работ по технологии ISOJET возможно практически в любых скважинах: большая кривизна скважины, наличие хвостовика (114 или 102 мм) или отсутствие усиленной эксплуатационной колонны (группа прочности E) не являются препятствием для использования технологии ISOJET.

Применение ISOJET показало свою эффективность в скважинах, где необходимо вскрытие нескольких пластов (особенно при наличии множества пропластков), которые нужно подвергнуть ГРП по отдельности, а также где несколько последовательных операций ГРП позволят обойтись меньшей массой проппанта, так как он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих зонах. ☉

was placed at the designed depth of 9,711 feet according to the color mark on a coiled tube. Gelled fluid was injected at the rate of 150 l/min to fill in the volume of a coiled tube. Then the consumption was increased to 230 l/min, and the 35–40 sized sand was added into the fluid in the concentration of 120 kilograms of sand per 1 m³ of carrier fluid. Injection of the abrasive slurry lasted for 20 minutes. During injection the circulating pressure was at the level of 3,968–4,262 psi with fluid consumption varying from 230 to 340 l/min. After that coiled tube was pulled up by 15 centimeters and the second interval was perforated, and then the third one was done in the same manner. Therefore, 9 perforation holes were made per interval with 120 degree phasing within the interval of 45 cm. After perforation the whole interval was cleaned of the abrasive sand and the coiled tube was pulled out to proceed with hydraulic fracturing.

After the conduct of fracturing, at the squeeze stage, part of the proppant was left in the wellbore for the purpose of interval isolation to perform the next stage of works. Just before sand jet perforation of the next interval, additional portion of sand was injected to reinforce isolation of the interval. Opening of the second and the third intervals was performed similar to the process described above. Wellbore was cleaned; nitrogen completion was done to achieve the parameters specified in the terms of reference. The well was brought to the flowing regime.

CONCLUSION

ISOJET technology allows performing a continuous cycle of well preparation: formation opening-hydraulic fracturing-completion with hydraulic fracturing and coiled tubing fleets, and avoiding delay in well commissioning. The main advantages of the ISOJET technology are as follows:

- No additional manipulations with a packer, because packer is set above the top reservoir only once.
- Perforation takes relatively little time.
- All the main operations are performed by one company – Trican Well Service Ltd.
- There are no restrictions in terms of proppant weight and size.

ISOJET technology can be applied in almost all wells: great well curvature, presence of liner (4.488 or 4.016 inches) or absence of reinforced production string (E grade) – these are not restrictions for ISOJET application.

ISOJET proved its efficiency in the wells where several formations need to be opened (especially if there are a lot of interlayers) and fractured separately, as well as in the wells where several subsequent frac operations will allow reducing the amount of proppant used since it will not be wasted for propping shale streaks but located only in the zones of interest. ☉

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

(из опыта работ на нефтегазовых месторождениях Туркменистана)

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY- VISCIOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

(based on work experience at oil and gas fields of Turkmenistan)

И.Б. БУРКИНСКИЙ, канд. экон. наук, магистр по добыче нефти и газа, Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., академик, профессор,
В.Н. БРОВЧУК, горный инженер по добыче нефти и газа, Я.М. БОЙКО, горный инженер по добыче нефти и газа,
ООО «Юг-Нефтегаз»

I.B. BURKINSKY, Ph.D. in Economics, Master of Oil and Gas Production, Yu.A. BALAKIROV, Doctor of Engineering, Academician,
Professor, V.N. BROVCHUK, Mining Engineer for Oil and Gas Production, Ya.M. BOYKO, Mining Engineer for Oil and Gas Production,
Yug-Neftegaz

Колтюбинговые технологии за последние 20 лет расширили диапазон своих работ от простых промывок песчаных и глинистых пробок до резки боковых стволов в существующих скважинах и бурения в осложненных условиях. Основную долю работ все же составляют промывки песчаных и глинистых пробок и работы по освоению скважин после гидравлического разрыва пласта (ГРП). Малая часть работ с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки приходится на ограничение водопритока и ремонтно-изоляционные работы (РИР) – установку цементных мостов (ЦМ) для отсекаания обводнившейся части продуктивного горизонта.

Применение колтюбинговых технологий в области ограничения водопритока в скважину ограничено из-за небольшого ассортимента тампонажных и изоляционных материалов, применение которых связано с повышенным сопротивлением при их прокачке по трубам малого диаметра.

Для решения проблемы повышенных сопротивлений при прокачке тампонажных и

Over the recent 20 years the application of coiled tubing technologies has expanded from simple sand and clay plug removal to sidetracking in existing wells and drilling in complicated conditions. However, the majority of works performed with coiled tubing is removal of sand and clay plugs and well completion after hydraulic fracturing. Small amount of works with the use of coiled tube is accounted for by water shutoff and squeeze jobs – installation of cement bridges to cut off the watered-out part of the producing formation.

Usage of coiled tubing technologies in the sphere of water shutoff is restricted due to small variety of plugging and sealing materials; application of such materials is associated with higher resistance when they are injected through small-diameter tubes.

To resolve the high resistance problem when injecting plugging and sealing materials through the small-diameter coiled tubes, experts of Yug-Neftegaz used several technological schemes and

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

изоляционных материалов по гибкой трубе малого диаметра специалистами компании «Юг-Нефтегаз» было использовано несколько технологических схем и приемов, применение которых показало достаточно высокую эффективность при проведении работ по ограничению водопритока в добывающих скважинах на нефтяных месторождениях государственного концерна (ГК) «Туркменнефть».

Традиционно на туркменских нефтяных месторождениях для проведения РИР применяются цементные и цемента-известковые растворы с закачкой их под давлением непосредственно в обводненный интервал перфорации. Проведение технологии РИР с применением цементных и цементно-бentonитовых растворов часто не приводит к положительным результатам, что связано со сложностью целенаправленного и избирательного заполнения цементным раствором каналов поступления воды и отрицательным влиянием цементных растворов на фильтрационную характеристику нефтенасыщенного коллектора. Селективности при проведении данного вида работ добиться невозможно и в основном водонасыщенная и нефтенасыщенная части коллектора отсекаются цементным мостом. В дальнейшем проводят работы по разбуhrиванию ЦМ с последующей перфорацией и освоением, но, как показывает практика, это не всегда позволяет вывести скважину на стабильный режим эксплуатации из-за сильной коьматации продуктивного горизонта цементным (цементно-известковым) раствором. В основном после РИР приходится переходить на вышележащий продуктивный горизонт, что влечет за собой неполную выработку запасов, снижение коэффициента извлечения нефти и в конечном счете сказывается на общих экономических показателях нефтедобычи по горизонтам в отдельности и по месторождению в целом.

При проведении работ по ограничению водопритока на нефтяных месторождениях Туркменистана с применением стандартного оборудования (подъемных установок) специалисты компании «Юг-Нефтегаз» столкнулись со сложностями при глушении скважин и с последующим их освоением. Основной причиной этому являются низкие (посаженные) пластовые давления по основным добывающим горизонтам на месторождениях Готурдепе и Барса-Гельмес ГК «Туркменнефть».

Используемые жидкости глушения обладают повышенной плотностью от 1,18 г/см³ и выше, что приводит к поглощению их в больших объемах, образованию в ПЗП необратимых высоковязких эмульсий, а в случае глушения скважин глинистым раствором – глинизации коллектора и, как следствие, ухудшению его фильтрационных характеристик.

methods that proved their quite high efficiency during water shutoff works in the producing wells at the oilfields of Turkmenneft State Concern.

During squeeze jobs at Turkmen oilfields traditionally cement and cement-lime solutions injected under pressure directly to the watered-out perforation interval were used. Very often squeeze jobs with the use of cement and cement-lime solutions do not yield good results due to complexity of targeted and selective injection of cement to the water inflow channels and due to negative effect cement solutions have on the filtration characteristics of the oil saturated reservoir. It is impossible to achieve selectivity during this kind of works and usually both water saturated and oil saturated parts of reservoir are cut off by the cement bridge. Further on the cement bridge is drilled, well perforated and completed, but as practice shows this does not always allow bringing the well to stable operation due to heavy clogging of the productive horizon with cement (cement-lime) solution. In the majority of cases after this type of squeeze job it was necessary to start operation of the overlying productive formation leading to incomplete recovery of reserves, reduction of oil recovery factor and finally affecting the overall economic performance of individual reservoirs and the whole oilfield.

When using standard equipment (hoist units) for performance of squeeze jobs at the oilfields of Turkmenistan, experts of Yug-Neftegaz faced certain difficulties in killing wells and their subsequent completion. The main reason for this was low reservoir pressures at the main producing horizons of Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields belonging to Turkmenneft State Concern.

Applied well killing fluids have increased density of 1.18 g/cm³ and above what leads to bulk absorption of such fluids, formation of irreversible highly viscous emulsions in the bottomhole formation zone, and in case of well killing with clay fluids it leads to claying of the collector and, consequently, deterioration of its filtration characteristics.

All these negative features take place at the stage of preparatory works leading to skin factor increase and clogging of the productive reservoir [1].

As a consequence, the experts face difficulties in well completion (well completion time is 7 to 15 days) resulting in considerable oil losses and increase of current workover costs.

Performance of water shutoff works with the use of coiled tubing allows avoiding the abovementioned shortcomings.

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Все эти негативные моменты происходят на этапе подготовительных работ, что приводит к повышению скин-фактора и кольматации продуктивного пласта [1].

Как следствие, специалисты сталкиваются со сложностями при освоении скважин (время освоения составляет от 7 до 15 дней), что приводит к значительным потерям нефти и существенному увеличению текущих затрат на проведение КРС.

Одним из способов проведения работ по ограничению водопритока, исключающим указанные выше недостатки, является выполнение их с использованием гибкой трубы колтубинговой установки.

Отличительной особенностью технологии водоизоляции и ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах, разработанной компанией «Юг-Нефтегаз», является подбор рецептуры, вязкостных и реологических свойств тампонажных материалов, позволяющих прокачать их через трубу малого диаметра, а также регулирование их прочностных (изоляционных) свойств непосредственно в призабойной зоне пласта (ПЗП) [2]. Это достигается за счет наличия в тампонажных и изоляционных растворах магнитоактивных частичек, которые под действием магнитного поля, создаваемого спущенным на гибкой трубе (или НКТ) магнитным генератором (МГ), двигаются по направлению к МГ и аккумулируются в обводненной части перфорированного интервала, создавая тем самым металлизированную изоляционную структуру повышенной прочности.

Для гибкой трубы колтубинговой установки специально разработан МГ малого диаметра, который через резьбовое соединение прикрепляется к гибкой трубе секциями по 1,0 м, в зависимости от интервала перфорации.

Отметим, что в нефтегазовой практике такая техника и технология применяется впервые, в связи с чем технологию можно считать инновационной и интеллектуальной.

Далее более подробно остановимся на тампонажных и изоляционных составах.

Из изоляционных материалов применяется водный раствор полиакриламида (ПАА). При попадании в пласт под действием пластовой воды и содержащихся в ней солей, температуры, а также дополнительно введенного сшивателя (концентрированного водного раствора соли трехвалентного металла) водный раствор ПАА образует прочно сшитую полимерную структуру. Благодаря селективности полимеризации структура создается только в обводненной части пласта, в нефтенасыщенной части высокомолекулярные соединения структуры не образуют и вымываются при последующем освоении скважины.

A distinctive feature of the technology of water shutoff and water insulation in oil and gas wells developed by Yug-Neftgaz is the accurate selection of the formula, viscosity and flow properties of plugging materials, enabling their injection through a small-diameter tube, as well as regulation of their hardness (insulation) properties straight in the bottomhole formation zone [2]. This is achieved by adding magnetic particles into the plugging and insulation materials; these particles under the influence of the magnetic field, created by the magnetic generator run into the well with the use of a coiled tube, move towards the magnetic generator, accumulate in the watered-out part of the perforated interval and create a high-strength metalized insulation structure.

A special small-diameter magnetic generator was developed for the coiled tubing. This generator is attached to a coiled tube by a threaded connection in 1-meter sections, depending on the perforation interval.

It should be emphasized that this is the first time such technology has been used in oil and gas practice, hence it can be considered an innovative and intelligent one.

And now let's speak in more detail about plugging and insulation compounds.

As for the insulation materials, polyacrylamide aqueous solution is applied. When this solution gets into the reservoir, under the influence of reservoir water and its salts, temperature and specially injected crosslinker (concentrated aqueous solution of three-valence metal salt) it creates a firmly crosslinked polymeric structure. Thanks to selective polymerization the structure is created only in the watered-out part of reservoir; high-molecular compounds do not create polymeric structures in the oil saturated parts of reservoir and are simply washed out during subsequent well completion.

Alongside the polyacrylamide, sodium silicate is also used. Its action principle is similar to that of polyacrylamide and is based on the compound's ability to interact with ions of multivalent metals and other coagulating agents and form gel systems that under reservoir conditions turn into solid plugging material. The main advantage of sodium silicate aqueous solutions is their low viscosity and good filtration ability in low-permeable rocks.

After insulation of a water-bearing interval its reservoir pressure restores to the original one after certain period of time, while in the bottomhole formation zone of the producing oil saturated interlayer a depression cone remains. Pressure

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

Наряду с ПАА применяется также силикат натрия. Принцип его действия схож с полиакриламидом и основан на способности взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать гелеобразные системы, которые в пластовых условиях образуют твердый тампонирующий материал. Преимуществом водных растворов силиката натрия является их невысокая вязкость и хорошая фильтруемость в низкопроницаемых породах.

После изоляции водоносного интервала пластовое давление в нем через некоторое время восстанавливается до начального, в то время как в ПЗП работающего нефтенасыщенного пропластка сохраняется воронка депрессии. Разность давлений изолированного и рабочего пропластков ведет к внутрипластовой депрессии на нефтенасыщенную часть пласта, что приводит к увеличению дебита нефти.

Благодаря использованию колтюбинговой установки появилась возможность проводить работы точечно-селективного характера, что экономит химические реагенты и уменьшает их потери и утечки.

Перед проведением водоизоляционных работ на скважине проводится целый комплекс геофизических исследований: определение профиля притока и профиля приемистости, состояния эксплуатационной колонны и забоя, наличие заколонных перетоков.

По результатам исследований рассчитываются плановые объемы химических реагентов и изоляционных растворов для данной скважины.

Перед спуском гибкую трубу оснащают разъединителем, обратным клапаном, магнитным генератором и промывочной насадкой типа «перо» и спускают со скоростью 0,3–0,4 м/с до верхних отверстий интервала перфорации. При наличии песчаной пробки гибкую трубу спускают до ее кровли, промывают песчаную пробку водным раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) или пенными системами до полного выноса пробки на поверхность. Далее устанавливают МГ с «пером» у верхних отверстий интервала перфорации. Через гибкую трубу закачивают расчетные объемы тампонирующих и изоляционных растворов до выхода из гибкой трубы при открытом кольцевом пространстве, затем закрывают кольцевое и продавливают в пласт при постоянном контроле давления закачки. В последнюю порцию изоляционного раствора добавляют магнитоактивные вещества. После продавки в пласт всего объема растворов гибкую трубу приподнимают, промывают от остатков тампонирующей жидкости и опускают в интервал перфорации для создания

разницы между изолированными и продуктивными слоями приводит к интраформальной депрессии на нефтенасыщенный слой, что приводит к увеличению дебита.

Благодаря использованию колтюбинговой установки возможно проведение работ точечно-селективного характера, что экономит химические реагенты и уменьшает их потери и утечки.

Перед проведением водоизоляционных работ на скважине проводится целый комплекс геофизических исследований: определение профиля притока и профиля приемистости, состояния эксплуатационной колонны и забоя, наличие заколонных перетоков.

На основе результатов исследований рассчитываются плановые объемы химических реагентов и изоляционных растворов для данной скважины.

Перед спуском в скважину колтюбинговой установки ее оснащают разъединителем, обратным клапаном, магнитным генератором и промывочной насадкой типа «перо». Колтюбинговую установку спускают со скоростью 0,3–0,4 м/с до верхних отверстий интервала перфорации. При наличии песчаной пробки колтюбинговую установку спускают до ее кровли, промывают песчаную пробку водным раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) или пенными системами до полного выноса пробки на поверхность. Далее устанавливают магнитный генератор с «пером» у верхних отверстий интервала перфорации. Через колтюбинговую установку закачивают расчетные объемы тампонирующих и изоляционных растворов до выхода из колтюбинговой установки при открытом кольцевом пространстве, затем закрывают кольцевое и продавливают в пласт при постоянном контроле давления закачки. В последнюю порцию изоляционного раствора добавляют магнитоактивные вещества. После продавки в пласт всего объема растворов колтюбинговую установку приподнимают, промывают от остатков тампонирующей жидкости и опускают в интервал перфорации для создания

разницы между изолированными и продуктивными слоями приводит к интраформальной депрессии на нефтенасыщенный слой, что приводит к увеличению дебита.

Большинство скважин в Туркменистане эксплуатируется методом газлифта с установкой газлифтовых клапанов вдоль всей длины продуктивной колонны. Именно поэтому использование колтюбинговой установки позволяет сократить время подготовительных работ, так как при использовании традиционного оборудования (подъемника) на выполнение этих работ уходит много времени. В частности, время, затрачиваемое на спуск и подъем продуктивной колонны с помощью

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

магнитного поля в призабойной части пласта.

По истечении времени реагирования, которое составляет от 24 до 72 часов (в зависимости от температуры на забое), гибкую трубу с магнитным генератором с постоянной циркуляцией поднимают на поверхность и приступают к освоению скважины.

valves and running and pulling technological string meant for the operation.

As of April 1, 2011 Yug-Neftegaz performed water shutoff operations with the use of coiled tubing at 19 oil wells of Turkmenneft State Concern. The success rate was 85%. We did not

Table 1 – Results of water shutoff operations in oil wells located at the Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields of Turkmenneft State Concern

Line	Well number	Date of operation	Commissioning date	Performance before the process			Performance after the process			Duration of the effect, months	Additional oil production, bbl
				Qfluid, bpd	Qoil, bpd	Water cut, %	Qfluid, bpd	Qoil, bpd	Water cut, %		
Goturdepe											
1	627	16.12.2009	20.12.2009	673.2	0.7	999	347.8	124.2	585	14	30,705
2	1419	13.01.2010	19.01.2010	74.8	0.7	99	392.7	91.3	73	8	7,560
3	689	11.03.2010	21.03.2010	762.2	65.8	90	677.7	167.6	713	13	13,124
Barsa-Gelmes											
4	649	24.11.2009	29.11.2009	805.6	55.4	92	748	2895	55	16	58,620
5	641	24.12.2009	27.01.2010	149.6	9	93	1129	46,4	52	11	32,653
6	903	21.01.2010	29.01.2010	843	509	93	6089	151.8	71	11	43,047
7	1140	21.02.2010	26.02.2010	6089	36.7	93	540.8	83.8	82	11	33,042
8	936	22.10.2010	04.11.2010	1219	2.2	98	1773	41.1	73	5	7,694
9	765	10.11.2010	29.11.2010	1773	6	96	255.8	131.6	40	4	5,329

Основная часть скважинного фонда месторождений Туркменистана эксплуатируется газлифтным способом с расстановкой пусковых газлифтных клапанов по длине НКТ. Поэтому применение гибкой трубы позволяет также сократить время на подготовительные работы, так как при использовании стандартного оборудования (подъемной установки) много времени уходит на спуско-подъемные операции (СПО), а именно: подъем/спуск эксплуатационных НКТ с клапанами и спуск/подъем технологических НКТ для проведения процесса.

По состоянию на 01.04.2011 компанией «Юг-Нефтегаз» проведены работы по ограничению водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки на 19 нефтяных скважинах ГК «Туркменнефть». Успешность проведения работ составила 85%. На трех скважинах месторождения Готурдепе № 1399, 1156, 726 позитивный результат не был получен – обводненность осталась на прежнем уровне. Это первые скважины, на которых специалистами компании была опробована технология ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки. Причины неуспешности применения технологии можно

get positive results at three wells (No.1399, 1156, 726) of Goturdepe oilfield – water cut remained at the same level. These are the first wells where company's experts tested water shutoff technology with the use of coiled tubing. The main reasons for non-success of the technology are adaptation of this technology to the specific geological and field conditions of this oilfield, selection of the plugging and insulations solutions formula (viscosity and flow characteristics, fluidness, hardening start time) to comply with the conditions of injecting these materials through a 1.5-inch coiled tube.

Results of water shutoff operations at certain wells of Goturdepe and Barsa-Gelmes oilfields are specified in table 1.

Total additional oil production due to technology of water shutoff with the use of coiled tubing made up more than 231,880 bbl. The duration of the effect is 4 to 16 months. Thanks to this technology we managed to reduce water cut of these wells by 25–35% in average.

Let's touch upon some results and wells in more detail.

So, in well No.649 at Barsa-Gelmes oilfield owing to the application of this technology water cut was reduced from 92 to 55% and well yield

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

объяснить адаптацией данной технологии под конкретные геолого-промысловые условия данного месторождения, подбором рецептуры тампонажных и изолирующих растворов (вязкостных характеристик, реологических свойств, текучести, времени начала застывания) под условия прокачки этих растворов с использованием гибкой трубы диаметром 38 мм.

Результаты выполненных работ по ограничению водопритока на некоторых скважинах месторождений Готурдепе и Барса-Гельмес приведены в таблице 1.

Общая дополнительная добыча нефти за счет технологии ограничения водопритоков с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки составила более 31 000 т. Длительность эффекта от 4 до 16 месяцев. Благодаря применению данной технологии удалось снизить обводненность скважин в среднем на 25–35%.

На некоторых результатах и скважинах отановимся более детально.

Так, по скважине № 649 Барса-Гельмес благодаря применению данной технологии

increased from 55.4 to 289.5 barrels per day. Additional production over the 16 months of the effect duration made up 58,620 bbl.

The performance dynamics of well No.649 Barsa-Gelmes after water shutoff operations is specified in Figure 1.

Well No. 649 contains a side track with internal diameter of 3.2 inches. It was difficult to use a conventional hoist unit because we could not enter the side track with the tube due to its drilling peculiarities at this specific well. The decision was made to perform the works with the use of a coiled tube. Geophysical logging showed that the bottomhole formation zone is highly clogged, skin factor was positive. The bottomhole formation zone was unclogged by injection of the surface-active substance aqueous solution, specially selected taking into account the properties of reservoir oil and water. Then the water shutoff works with the use of highly viscous and magnetic substances were performed, and then bottomhole formation zone was again washed with aqueous solution of surface-active substances.

Таблица 1 – Результаты работ по ограничению водопритока на нефтяных скважинах месторождений Готурдепе и Барса-Гельмес ГК «Туркменнефть»

№ п/п	Номер скважины	Дата проведения работ	Дата ввода в эксплуа- тацию	Параметры до процесса			Параметры после процесса			Длитель- ность эффекта, мес.	Доп. добыча нефти, т
				Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв., %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв., %		
Готурдепе											
1	627	16.12.2009	20.12.2009	90	0,1	99,9	46,5	16,6	58,5	14	4104,97
2	1419	13.01.2010	19.01.2010	10	0,1	99	52,5	12,2	73	8	1010,63
3	689	11.03.2010	21.03.2010	101,9	8,8	90	90,6	22,4	71,3	13	1754,61
Барса-Гельмес											
4	649	24.11.2009	29.11.2009	107,7	7,4	92	100	38,7	55	16	7836,89
5	641	24.12.2009	27.01.2010	20	1,2	93	15,1	6,2	52	11	4365,35
6	903	21.01.2010	29.01.2010	112,7	6,8	93	81,4	20,3	71	11	5754,96
7	1140	21.02.2010	26.02.2010	81,4	4,9	93	72,3	11,2	82	11	4417,41
8	936	22.10.2010	04.11.2010	16,3	0,3	98	23,7	5,5	73	5	1028,57
9	765	10.11.2010	29.11.2010	23,7	0,8	96	34,2	17,6	40	4	712,38

обводненность снижена с 92 до 55% при увеличении добычи скважины по нефти с 7,4 до 38,7 т/сут. Дополнительная добыча за 16 месяцев длительности эффекта составила 7836,89 т.

Динамика работы скважины № 649 Барса-Гельмес после проведения работ по ограничению водопритока приведена на рисунке 1.

Скважина № 649 содержит второй (боковой)

After water shutoff works the well joined the stock of operational wells with the following parameters: Qfluid – 100 m³/day, Qoil – 289.5 bpd, water cut – 55%.

In well No.641 Barsa-Gelmes owing to application of this technology water cut was reduced from 93 to 52% and oil production was increased from 9 to 46.4 bpd at the moment of

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

ствол с внутренним диаметром 82 мм. Применение стандартного подъемника осложнялось из-за невозможности войти во второй ствол лифтовыми трубами из-за особенностей забурки второго ствола именно на этой скважине. Было принято решение провести работы с использованием гибкой трубы. Как показали геофизические исследования (ГИС) на скважине перед проведением работ, ПЗП сильно закольматирована, отмечен положительный скин-фактор. Были проведены работы по декольматации ПЗП закачкой концентрированного водного раствора ПАВ, специально подобранного с учетом свойств пластовой нефти и воды. Далее

проведены работы по ограничению водопритока с использованием высоковязких и магнитоактивных веществ и затем повторно – промывка ПЗП водным раствором ПАВ.

После проведения работ по ограничению водопритоков скважина вступила в действующий фонд с параметрами: $Q_{ж} = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 38,7 \text{ т/сут}$, обводненность – 55%.

По скважине № 641 Барса-Гельмес благодаря применению данной технологии обводненность снизилась с 93 до 52% при увеличении добычи скважины по нефти с 1,2 до 6,2 т/сут на момент ввода скважины в эксплуатацию. На протяжении последующих 6 месяцев дополнительная добыча по этой скважине составляла 12–15 т/сут и за 11 месяцев составила 4365,35 т.

На рисунке 2 приведена динамика работы скважины № 627 Готурдепе после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки по технологии компании «Юг-Нефтегаз».

Скважина № 627 Готурдепе с 2008 года находилась в бездействующем фонде из-за большой (почти 100%-й) обводненности. Эксплуатация скважины была нерентабельной. Причиной обводненности стали высокие темпы отборов по данному горизонту, что повлекло за собой преждевременное обводнение скважины законтурной водой.

После проведения процесса приток жидкости уменьшился с 90 до 58–65 м³ в сутки, обводненность снизилась с 99,9 до 58,1% при кратном увеличении добычи нефти с 0,1 до 16 т/сут. Дополнительная добыча за 14 месяцев составила 4104,97 т.

well commissioning. During the following 6 months additional production of this well was 89.8–112.2 bpd and over the period of 11 months it made up 32,653 bbl.

Figure 2 shows the performance dynamics of well No. 627 Goturdepe after water shutoff operations with the use of coiled tubing according to Yug-Neftegaz technology.

Well No.627 Goturdepe has been in the idling well stock since 2008 due to high (almost 100%) water cut. It was unprofitable to operate the well. High water cut was caused by increased oil production rates for this horizon resulting in

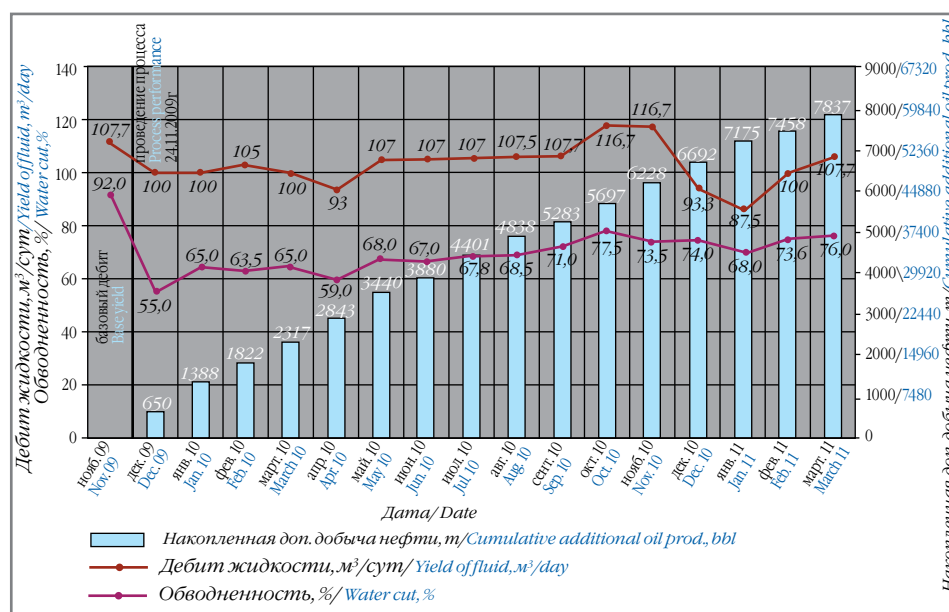


Рисунок 1 – Динамика работы скв. № 649 Барса-Гельмес после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинга
Figure 1 – Performance dynamics of well No.649 Barsa-Gelmes after water shutoff with the use of coiled tubing

preliminary watering out of the well by edge water.

After performance of the operations fluid inflow reduced from 90 to 58–65 м³ per day, water cut reduced from 99.9 to 58.1% and oil production increased from 0.7 to 119.7 bpd. Over the period of 14 months, additional production made up 30,705 bbl.

Analysis of the performance of these wells after water shutoff operations demonstrated the efficiency of the waterproof screen and its durability.

CONCLUSIONS

1. The technology of water shutoff with the use of coiled tubing in producing wells showed good results at the oilfields of Turkmenneft State Concern. Obtained results allow recommending this technology for the fields at the late stage of development, fields with high depletion of

COILED TUBE IS ABLE TO TRANSMIT HIGHLY-VISCOUS PLUGGING FLUID AND MAGNETIC SUBSTANCES FOR WATER SHUTOFF IN OIL WELLS

Анализ работы этих скважин после проведения работ по ограничению водопритока показывает эффективность создания водоизоляционного экрана и его долговечность.

ВЫВОДЫ

1. Технология ограничения водопритока в добывающих скважинах с использованием гибкой трубы колтюбинговой установки хорошо зарекомендовала себя на нефтяных месторождениях ГК «Туркменнефть». Полученные результаты позволяют рекомендовать ее для внедрения на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки, с высокой выработанностью запасов, низкими пластовыми давлениями и большой обводненностью.

2. Отличительной особенностью технологии водоизоляции и ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах, разработанной компанией «Юг-Нефтегаз», является не только подбор рецептуры, вязкостных и реологических свойств тампонажных материалов, позволяющих прокачать их через трубу малого диаметра, но и регулирование их прочностных (изоляционных) свойств непосредственно в призабойной зоне пласта.

3. Применение технологии ограничения водопритока с использованием изоляционных составов и магнитоактивных веществ позволяет не только ограничить приток воды, но и приводит к увеличению добычи нефти.

4. Применение колтюбинговой техники позволило сократить время на подготовительные работы, исключив СПО для эксплуатационного и технологического лифта. Также, благодаря применению гибкой трубы колтюбинговой установки, появилась возможность избежать необходимости глушения продуктивных горизонтов с посаженными пластовыми давлениями и тем самым исключить дополнительное загрязнение продуктивных коллекторов жидкостями глушения, что приводит к длительному освоению скважин. При использовании гибкой трубы колтюбинговой установки по основному фонду скважин время освоения составляет 1–3 дня.

5. Под действием создаваемого в скважине магнитного поля в обводненных интервалах пласта образуются изолирующие «металлизированные»

reserves, low reservoir pressures and high water cut.

2. One of the main distinctive features of the water shutoff technology in oil and gas wells, developed by Yug-Neftgaz, is not only accurate selection of the formula, viscosity and flow properties of the plugging materials allowing their easier injection through a small-diameter tube, but also regulation of their hardness (insulation) properties directly at the bottomhole formation zone.

3. Application of the water shutoff technology with the use of water insulation compounds and

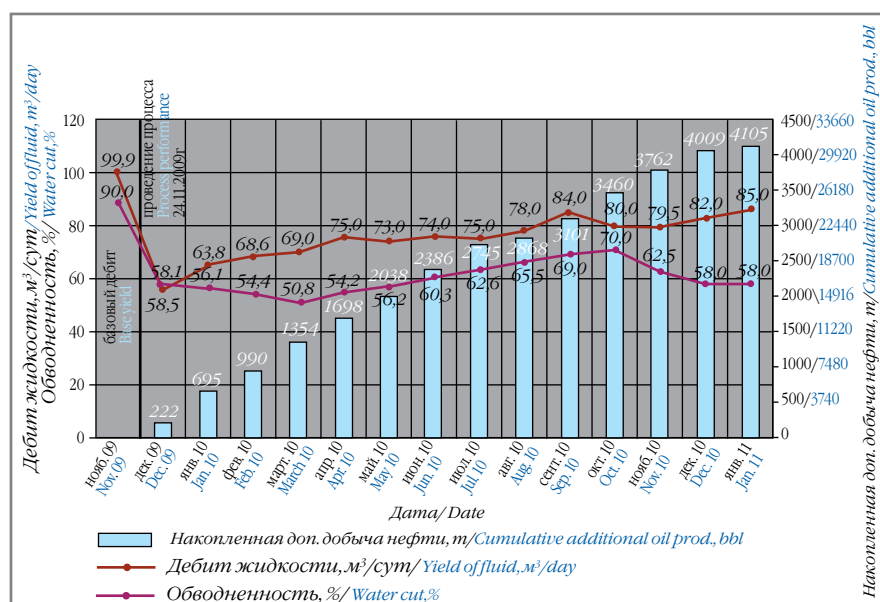


Рисунок 2 – Динамика работы скв. № 627 Готурдепе после ограничения водопритока с использованием гибкой трубы колтюбинга
Figure 2 – Performance dynamics of well No. 627 Goturdepe after water shutoff operations with the use of coiled tubing

magnetic substances allows not only reducing water inflow but also increasing oil production.

4. Use of coiled tubing allows reducing the time for preparatory works as there is no need for running and pulling production and technological strings. Coiled tubing application also allowed to avoid killing producing horizons with low reservoir pressures, thus eliminating additional contamination of the producing formations with the well killing fluids, what may lead to long-lasting well completion. When using a coiled tube in the main well stock completion time is 1–3 days.

5. Under the influence of the magnetic field created in the well, high-strength metalized structures are formed in the watered-out parts of formation. These structures reduce water inflow into the well. In the oil saturated parts of formation a loose gel is formed that is easily washed out under depression.

ГИБКАЯ ТРУБА КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ СПОСОБНА ПРОПУСКАТЬ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ТАМПОНИРУЮЩУЮ ЖИДКОСТЬ И МАГНИТОАКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

структуры повышенной прочности, благодаря которым ограничивается приток воды в скважину. В нефтенасыщенном интервале пласта образуется непрочный, рыхлый гель, который легко вымывается при депрессии.

6. Селективность при проведении работ по технологии компании «Юг-Нефтегаз» обусловлена различной фазовой проницаемостью при фильтрации в водо- и нефтенасыщенные интервалы пласта. Кроме этого, при фильтрации составов в нефтенасыщенной зоне пласта образуется эмульсия, блокирующая нефтенасыщенную зону и перераспределяющая поток тампонирующего состава преимущественно в водонасыщенную зону. В водонасыщенном интервале пласта под действием сшивателя образуется довольно прочный водонепроницаемый гель, обладающий высокой адгезией к породе.

7. Гидродинамический механизм внутреннего конусообразования заключается в том, что после изоляции водоносного интервала пластовое давление через некоторое время в нем восстанавливается до начального, в то время как в ПЗП работающего нефтенасыщенного пропластка сохраняется воронка депрессии. Разность давлений в ПЗП изолированного и рабочего пропластков приводит к внутрипластовой депрессии на нефтенасыщенную часть пласта, что дает увеличение дебита нефти.

8. Благодаря лучшей проходимости гибкой трубы через суженные и искривленные участки ствола скважины существенно упростилось проведение работ по ограничению водопритоков в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

9. Использование гидромониторных насадок при промывке скважины позволяет проводить обработку скважины растворами ПАВ в гидроимпульсном режиме, что способствует декольматации призабойной зоны скважины от загрязняющих ее отложений, снижению скин-фактора и увеличению притока пластового флюида.

10. Применение колтюбинговой техники дает значительное снижение трудовых и материальных затрат на проведение капитального ремонта, а развитие данного направления должно происходить при активном участии специалистов, которые смогут отойти от традиционных представлений о колтюбинге и будут брать на себя смелость проводить редкие или уникальные виды работ с помощью данной техники.

11. В нефтегазовой практике такая техника и технология применяется впервые, в связи с чем технологию можно считать инновационной и интеллектуальной. ☉

6. The selectivity during performance of works according to Yug-Neftegaz technology is stipulated by different relative permeability during filtration into water and oil saturated reservoir intervals. Besides, in case of compounds filtration in the oil saturated reservoir area an emulsion is formed blocking the oil saturated area and redirecting the flow of plugging compound mainly to the water saturated area. In a water saturated reservoir interval under the influence of crosslinker a quite strong waterproof gel with high adhesion to the rocks is formed.

7. Hydrodynamic mechanism of internal coning is as follows: after insulation of the water bearing interval its reservoir pressure restores to the original one after a certain period of time, while in the bottomhole formation zone of the producing oil saturated layer a depression cone remains. The pressure difference between the isolated and producing layers leads to intraformational depression on the oil saturated part of reservoir resulting in oil yield increase.

8. Owing to coiled tubing's better passing ability in narrowed and curving parts of the wellbore it has become much easier to perform water shutoff works in horizontal and slanted wells.

9. Usage of jet nozzles during well flushing allows treating well with surface-active substances solutions in a hydro-pulse mode, what leads to unclogging of the bottomhole well area, reduction of skin factor and increase of reservoir fluids inflow.

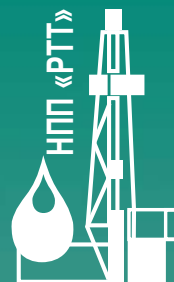
10. Application of coiled tubing units considerably reduces labor and material costs during well workover. This sphere of coiled tubing application shall develop with active participation of specialists, who need to shift away from traditional perception of coiled tubing and to take courage to perform rare and unique operations with the use of coiled tubing.

11. This is the first time such technology has been used in oil and gas practice, hence this technology can be considered as innovative and intelligent one. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Амиян, В. А., Васильева, Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов \ В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 336 с.
2. Бугай, Ю. Н. Водоизоляционные работы в скважинах \ Ю. Н. Бугай [и др.]. – Киев: Гарант-Сервис, 2001. – 192 с.

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**



ООО «НПП «РостЭКтехнологии», г. Краснодар,
телефон: (988) 240-70-10; телефон, факс: (861) 278-22-69, 278-22-89, 278-22-33
www.npprtt.ru; E-mail: mail@npprtt.ru

Проблемы предотвращения пескообразования и удаления песчаных пробок в обводняющихся газовых скважинах

Issues of Sand Production Prevention and Removal of Sand Plugs in the Watering Out Gas Wells

М.В. ЛИСТАК, Тюменский государственный нефтегазовый университет
M.V. LISTAK, Tyumen State Oil and Gas University

Известно, что появление песка на забое газовых и газоконденсатных скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. При падении пластового давления в процессе разработки месторождений природного газа и газового конденсата происходит подъем газовой воды (ГВК) и связанное с этим интенсивное обводнение газовых и газоконденсатных скважин.

Движение пластовых вод из продуктивного пласта к забою газовой или газоконденсатной скважины влечет за собой ускорение процессов разрушения продуктивного пласта и выноса песка на забой скважины, образования там песчаной пробки, которая перекрывает интервал перфорации скважины и препятствует движению газа или газового конденсата на дневную поверхность вплоть до полного прекращения добычи углеводородного сырья.

Причем первоначальное обводнение и разрушение продуктивного пласта происходит, как утверждают А.В. Кустышев и М.Г. Гейхман, до начала подъема ГВК за счет подтягивания конуса подошвенных вод к забою. Для нормальной

It is well known that appearance of sand at the bottomhole of gas and gas-condensate wells is stipulated by different reasons related mainly to mechanical properties of the producing formation. When the reservoir pressure drops in the course of gas or gas condensate production, the gas-water contact rises leading to intensive watering out of gas and gas-condensate wells.

Motion of reservoir waters from the productive reservoir towards the bottomhole of a gas or gas-condensate well results in acceleration of the destructive processes within the formation, production of sand in the bottomhole zone, formation of a sand plug that blocks the perforation of the well and prevents the flow of gas or gas condensate to the surface up to full cessation of hydrocarbon production.

Moreover, the initial watering out and destruction of the productive reservoir takes place, as A.V. Kustyshev and M.G. Geihman state, even before the gas-water contact starts to rise due to coning of bottom waters closer to the bottomhole. It is necessary to remove the sand plug to ensure normal operation of a gas or gas-condensate well. Well flushing method is widely used to remove sand plugs [1].

эксплуатации газовой или газоконденсатной скважины песчаную пробку следует удалить. В практике ремонтных работ широко применяются способы удаления песчаных пробок путем промывки скважины [1].

В последние годы все большее распространение получают способы промывки песчаных пробок с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки [2, 3]. Однако чем ниже пластовое давление, тем труднее осуществить промывку и удаление этой пробки из скважины без повторного загрязнения продуктивного пласта промывочными растворами и пенными системами. Кроме того, если не устранить причину проявления песка в газовой или газоконденсатной скважине, песчаные пробки будут вновь и вновь образовываться.

На месторождениях России широко распространены технологии удаления песчаных пробок с помощью колтюбинговых технологий [1, 2, 4]. Одной из таких технологий является промывка песчаной пробки в обводняющей скважине, включающая монтаж колтюбинговой установки, установку противовыбросового и насосного оборудования, эжектора, спуск в скважину гибкой трубы, приготовление промывочной пенообразующей жидкости и промывку скважины в зоне образования песчаной пробки [2].

Недостатком этой технологии является то, что она не приспособлена для применения в обводняющихся газовых и газоконденсатных скважинах с низкими пластовыми давлениями.

Другой технологией является промывка песчаной пробки и предотвращения пескообразования в обводняющейся скважине. Она включает в себя монтаж колтюбинговой установки, установку противовыбросового и насосного оборудования, эжектора, спуск в скважину гибкой трубы, приготовление промывочной пенообразующей жидкости и промывку скважины в зоне образования песчаной пробки [4].

Недостатком этой технологии является то, что она не приспособлена для применения в обводняющихся газовых и газоконденсатных скважинах с низкими пластовыми давлениями, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород (ММП). Она не обеспечивает устранение причин появления песка на забое скважины.

Поэтому перед исследователями стоит задача – повышение надежности промывки и эффективности удаления песчаной пробки в обводняющихся газовых и газоконденсатных

Over the recent years sand plug removal with the use of coiled tubing becomes more and more widespread [2, 3]. However, the lower the reservoir pressure is the more difficult is to remove the sand plug without recontamination of the productive reservoir with washing solutions and foam systems. Besides, if you do not eliminate the cause of sand production in a gas or gas condensate well, the sand plugs will appear again and again.

Sand plug removal with the use of coiled tubing technologies is widespread in Russia [1, 2, 4]. One of such technologies is sand plug washing in a watering out well, including installation of a coiled tubing unit, installation of the blowout preventer, pumping equipment and ejector, running coiled tube into the well, preparation of the washing foam-forming liquid and washing the well in the sand plug area [2].

The main shortcoming of this technology is that it is not suited for usage in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures.

Another technology is sand plug washing and prevention of sand production in the watering out well. This technology includes installation of the coiled tubing unit, installation of the blowout preventer, pumping equipment and ejector, running coiled tube into the well, preparation of the washing foam-forming liquid and washing the well in the sand plug area [4].

The shortcoming of this technology is that it is not suited for usage in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures located in permanently frozen rocks. It does not ensure elimination of the cause of sand production at the bottomhole.

That is why the scientists have a task – to increase the reliability of well washing and efficiency of sand plug removal in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures, located in permanently frozen rocks, and to eliminate the causes of sand production at the bottomhole.

We propose a technology that allows efficiently removing sand plugs and fixing the bottomhole formation zone in the gas and gas-condensate wells watering out due to coning of the bottom waters in the context of low reservoir pressures.

Another technology [5] includes installation of coiled tubing unit, blowout preventer and pumping equipment on the wellhead, wellhead piping. In contrast to well known technologies [2, 4] the sand plug washing is done only to the lower perforation holes leaving a sand plug at the bottomhole.

After that a water-insulating composition is pumped into the perforation interval. Usually we

скважинах с низкими пластовыми давлениями, расположенных в зоне ММП, а также устранение причин появления песка на забое.

Нами предлагается технология, позволяющая эффективно удалять песчаную пробку и надежно закреплять призабойную зону пласта (ПЗП) в обводняющихся за счет подтягивания водяного конуса к забою газовых и газоконденсатных скважинах в условиях низких пластовых давлений.

Технология [5] включает последовательное проведение технологических операций по монтажу на устье скважины колтюбинговой установки, установке противовыбросового и насосного оборудования, обвязке устья трубопроводами. В отличие от известных технологий [2, 4] промывку песчаной пробки проводят только до нижних отверстий интервала перфорации, оставляя на забое песчаную пробку.

После этого в интервал перфорации закачивают водоизолирующую композицию. Обычно используют состав на основе поливинилового спирта. Образовавшийся водоизоляционный экран оттесняет воду от забоя в глубину пласта по радиусу.

Затем в интервал перфорации закачивают герметизирующий состав (полиакриламидную смолу), закрепляющий породу. После затвердения герметизирующего состава прискважинную зону пласта обрабатывают пенокислотным составом, а затем скважину осваивают.

Данная технология прошла апробацию на Вынгатуровском газовом месторождении. Результаты положительные. Удалось предотвратить дальнейшее образование песчаной пробки. Межремонтный период (3 месяца) пройден. Скважина работает без пробки 6 месяцев. Послеремонтный дебит восстановился спустя 2 месяца. В настоящее время он составляет 1,3 от доремонтного дебита. По-видимому, закачивание водоизолирующей композиции и создание водоизолирующего экрана позволило оттеснить ГВК от забоя скважины в глубину пласта, а закачивание герметизирующего состава способствовало некоторому снижению разрушения горных пород. Применение пенокислотной обработки позволило быстрее очистить прискважинную зону от кольятантов и вывести скважину на проектный дебит. Однако сокращения продолжительности и стоимости ремонтных работ, к сожалению, достичь не удалось. ☉

use a composition based on polyvinyl alcohol. The formed waterproof screen radially pushes the water from the bollomhole to the depth of reservoir.

After that a sealing compound (polyacrylamid resin) is injected into the perforation interval to fix the rock. After the sealing compound hardens the wellbore formation zone is treated with foam-acid compound, then the well is completed.

This technology was tested at the Vyngapurovskoye gas field. The testing results are positive. We managed to prevent further development of a sand plug. Time between workovers (3 months) has passed. The well has been operating without the plug for 6 months. Post-workover flow rate restored after 2 months. Currently, well flow rate is 1.3 of the pre-workover flow rate. Apparently, water-insulating compound injection and creation of the waterproof screen allowed pushing the gas-water contact from the bottomhole to the depth of the formation, and sealing compound injection helped to reduce rock destruction processes. Foam-acid treatment allowed removing bridging agents from the borehole area and bringing the well to the forecasted flow rate. However, unfortunately, we did not manage to reduce the duration and the cost of the workover operations. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Булатов, А. И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2008. – 310 с.
2. Гейхман, М. Г. Проблемы и перспективы колтюбинговых установок в газодобывающей отрасли: Обз.инф. / М. Г. Гейхман [и др.] – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007.
3. Нифантов, В. И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений / В. И. Нифантов [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с.
4. Кустышев, А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
5. Пат. 2342518 РФ. Способ промывки песчаной пробки и предотвращения пескования в обводняющейся скважине / А.В. Кустышев, М.В. Листак, Н.Д. Дубровский и др. (РФ). – № 2007110871, Заяв. 23.03.07; Оpubл. 27.12.08, Бюл. № 36.



Гусеничные экскаваторы Husky 4



Гибридные колтюбинговые установки

Канадская компания «Формост Индастриз», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по проектированию и производству высококомобильной 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 Nokamic



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

И ЦЕНА, И КАЧЕСТВО PRICE AND QUALITY

В заседании круглого стола принимают участие представители нефтегазодобывающих компаний:

Д.А. Молодан, заместитель начальника Управления по строительству и капитальному ремонту скважин (ООО «Газпром добыча Краснодар»),
А.Н. Рзалиев, инженер КРС (ТОО «Жаикмунай»), **П.И. Литвиненко**, старший менеджер по технологиям ТКРС (ОАО «Оренбургнефть»).

Время колтубинга: Для начала охарактеризуйте, пожалуйста, Вашу компанию: в каких геологических и климатических условиях приходится работать, какие сложности преодолевать?

Д.А. Молодан: «Газпром добыча Краснодар» ведет свою деятельность в нескольких субъектах Российской Федерации – Республике Адыгее, Краснодарском крае, Ростовской области, Республике Калмыкии. У нас самый большой фонд месторождений. Основные трудности – бездействующие скважины и падающая добыча на фонде скважин, для поддержания которой мы вынуждены применять новые технологии, новые методы интенсификации, а также активно вести поиск, разведку полезных ископаемых и дальнейшее эксплуатационное бурение на выявленных месторождениях.

А.Н. Рзалиев: Я представляю ТОО «Жаикмунай». Мы работаем в Республике Казахстан, город Уралск. Наше месторождение по своим характеристикам относится к сложным: большие глубины – до 5000 м и более, мы используем также многоствольное заканчивание; высокие температуры и давления. Основная наша продукция – нефть и газоконденсат.

П.И. Литвиненко: Наша компания «ТНК-ВР» работает во многих регионах и климатических зонах – от степей до Крайнего Севера, поэтому условия нашей деятельности никак нельзя назвать тепличными. Очень разнообразные климатические условия. Работы выполняются всех степеней сложности, потому что месторождения находятся на разных стадиях разработки. Имеются как новые, только вводимые месторождения, так и старые, практически выработанные. Поэтому используются технологии практически всех передовых сервисных компаний.

The representatives of the oil and gas producing companies are participating in the round table discussion:

D.A. Molodan, Deputy Chief of Well Construction and Well Workover Directorate (Gazprom Dobycha Krasnodar), **A.N. Rzaliyev**, Workover Engineer (Zhaikmunai), **P.I. Litvinenko**, Senior Well Servicing and Workover Technology Manager (Orenburgneft).

Coiled Tubing Times: First of all, please, describe your company: in what geological and climate conditions do you work, what difficulties do you need to overcome in your work?

D.A. Molodan: Gazprom Dobycha Krasnodar is working in several regions of the Russian Federation – the Republic of Adygea, Krasnodar Krai, Rostov Oblast, the Republic of Kalmykia. We have the largest stock of oilfields at our disposal. The main difficulties are: idling wells and production reduction at the stock of wells. In order to sustain the production we have to apply new technologies, new production stimulation methods and to actively search for and explore mineral resources and continue production drilling at the discovered oilfields.

A.N. Rzaliyev: I am representing Zhaikmunai Company. We are operating in the Republic of Kazakhstan, in the city of Uralsk. Our field is characterized as a complicated one: very deep reservoirs up to 16,400 feet and more, we also use multilateral completion technology; high temperatures and pressures. Our main products are oil and gas condensate.

P.I. Litvinenko: Our company TNK-BP is operating in many regions and climatic zones – from the steppes to the Far North, so you see that we are working not in the hothouse conditions. Climate conditions are very diverse. We perform the works of all complexity degrees, because our fields are at different stages of development. We have both new, recently commissioned fields and old almost completely depleted fields. That is why we use the technologies of almost all leading service companies.

Время колтюбинга: В каких видах нефтегазового сервиса больше всего нуждается Ваша компания?

Д.А. Молодан: При бурении (строительстве новых скважин) мы привлекаем подрядные организации, выполняющие определенный спектр работ: долотный сервис, сервис по отбору керна, сервис по буровым растворам, геофизический сервис, получение сейсмических данных. Далее, в рамках реконструкции скважин, мы привлекаем организации, специализирующиеся на гидроразрывах пласта, обработках призабойных зон. Мы плотно общаемся также с поставщиками нефтегазового оборудования, специального оборудования для капитального ремонта и реконструкции скважин.

А.Н. Рзалиев: Мы нуждаемся практически во всех видах нефтегазового сервиса и привлекаем ведущие мировые сервисные компании, использующие буровые станки, станки для КРС, колтюбинг, всю номенклатуру внутрискважинного оборудования. Колтюбинговые операции у нас проводит компания BJ Services. Внутрискважинное оборудование (пакерное, оборудование для заканчивания) предоставляет Baker Hughes (Baker Tools). Геофизические станции у нас тоже компании Baker Hughes (Baker Atlas).

П.И. Литвиненко: Мы применяем практически все виды нефтегазового сервиса, кроме бурения многослойных скважин, которое пока в перспективе, а остальное делается всё. Нуждаемся во всех видах сервиса! Любая проблема, которая встает, потихонечку решается, т.е. прорабатывается, находится подрядчик, который может эту проблему решить, тем более что сейчас компания полностью перешла на отдельный нефтесервис. Поступательное движение – решение возникающих проблем с привлечением как отечественных, так и зарубежных компаний.

Время колтюбинга: Есть ли в составе Вашей компании сервисные подразделения или все работы Вы отдаете на аутсорсинг? Если применяются обе формы, то какие именно работы выполняются собственными силами, а какие – привлеченными подрядчиками?

Д.А. Молодан: Привлеченными – полностью выполняются работы по строительству и реконструкции скважин. Мы привлекаем подрядчиков на основании результатов проведенных конкурсов. Работы по обработке призабойных зон и интенсификации добычи мы проводим силами собственных химико-аналитических лабораторий. У нас в составе «Газпром добыча Краснодар» есть инженерно-технический центр, который специализируется на разработке, например, поверхностно-активных веществ, стержней для обработки призабойных зон, и наши разработки применяются не только для месторождений Краснодара, но и в ряде других дочерних обществ Газпрома.

Coiled Tubing Times: What types of oil and gas services does your company need most of all?

D.A. Molodan: During drilling (construction of new wells) we contract other companies to perform certain services: drill bit servicing, coring service, drilling mud service, geophysical service, seismic data acquisition. Further on at the stage of well reconstruction we contract companies specializing in hydraulic fracturing, bottomhole treatment. We are also in touch with the vendors of oil and gas equipment, special equipment for well workover and reconstruction.

A.N. Rzaliyev: We need almost all types of oil and gas services and contract leading global service companies that use drilling rigs, workover rigs, coiled tubing units, full range of downhole equipment. Coiled tubing operations are performed by BJ Services. Downhole equipment (packers, completion equipment) is provided by Baker Hughes (Baker Tools). Geophysical stations are also provided by Baker Hughes (Baker Atlas).

P.I. Litvinenko: We are applying almost all the types of oil and gas services except drilling of multilayer wells. We need all types of service! We try to resolve any issue that we face; we work on it, look for contractors able to resolve this issue. Currently our company is applying the practice of separate oil service. This is a progressive advancement – resolution of the issues with the assistance of both domestic and foreign companies.

Coiled Tubing Times: Does your company have its own service departments, or do you outsource all the service works? If both are applicable, what types of services do you perform yourself, and what types of services are outsourced?

D.A. Molodan: We fully outsource the works on construction and reconstruction of wells. We contract the companies based on the tenders. Bottomhole treatment and production stimulation is done by our own chemical analytical laboratories. Gazprom Dobycha Krasnodar has an engineering technical center that specializes in development of surface active substances and cores for bottomhole treatment and our developments are used not only at the Krasnodar fields but also in a number of other Gazprom subsidiaries.

A.N. Rzaliyev: We outsource the majority of services. What do we do ourselves? We have oil dewaxing unit and we perform bottomhole treatment and well control ourselves, and the rest is outsourced. We have our own oil treatment facility, gas processing plant, all the other works are performed by the service companies I mentioned above: BJ Services, Schlumberger.

А.Н. Рзалиев: Большую часть сервисных работ мы отдаем подрядчикам. Что делаем сами? У нас есть установки для депарафинизации нефти, сами своими силами делаем ОПЗ плюс контроль скважин, все остальное отдаем подрядчикам. У нас есть собственная установка подготовки нефти, завод по переработке газа, все остальное делают сервисные компании, которые я перечислял выше: BJ Services, Шлюмберже.

П.И. Литвиненко: У нас полностью раздельный сервис, поэтому кроме подрядчиков по КРС, которые у нас есть, существуют еще так называемые третьи лица, те компании, которые занимаются обработками призабойной зоны, в том числе большеобъемными, гидроразрывом пласта – это все раздельный сервис освоения скважин.

Время колтубинга: Каким образом происходит выбор подрядчиков? Что при определении победителя тендера играет определяющую роль: цена или качество?

Д.А. Молодан: Сам выбор подрядчиков может проводиться либо по корпоративному стандарту Газпрома, либо по запросу котировок, либо проводится открытый конкурс, либо происходит заключение прямых договоров, но на незначительные суммы, на разовые операции. А так в основном это конкурсная основа. Во внимание принимаются не только цены, идет оценка оснащенности подрядчика, изучается его деловая репутация, устойчивость финансового положения и т.д. Однако ценовой фактор при проведении конкурса способен сыграть отрицательную роль, когда участие принимают компании с явно демпинговыми ценами. Случается, что даже по формальным признакам не удастся их отсеять, потому что они показывают достаточную оснащенность. Еще одна проблема – когда в регионах нанимают подрядчиков, традиционно работающих здесь. Конечно, от всего этого страдает качество, особенно когда нет своих баз производственного обслуживания, нет своих мощностей.

А.Н. Рзалиев: Мы привлекаем в основном международные сервисные компании, мировых лидеров, так как нам необходимо сделать все качественно, в связи с тем что у нас большие глубины. Наша цель – сделать все качественно один раз, чтобы впоследствии не возвращаться к этой скважине, чтобы эффекта хватило надолго. Поэтому, если мы будем использовать менее качественное оборудование, то больше затратим на ремонт. В первую очередь качество, цена на втором месте!

П.И. Литвиненко: Сейчас есть модное слово – тендер. Значит, появляются претенденты, делаются оферты и на основе всего этого выбирается тот самый подрядчик. Опять-таки в соотношении «цена – качество». Это немаловажный фактор, поэтому по итогам тендера и стараемся выбрать самого достойного. А потом проводим определенные работы по трем-пяти

P.I. Litvinenko: We have completely separate service that is why besides the workover contractors we also have the so-called third parties – the companies performing bottomhole treatment, including large-scale, hydraulic fracturing – all this is the separate well completion service.

Coiled Tubing Times: How do you select contractors? What is playing the decisive role in determination of the winning bidder: price or quality?

D.A. Molodan: The selection of the contractors can be done either according to Gazprom's corporate standard, or by request of quotations, or by holding an open tender, or by conclusion of direct small-value contracts for single operations. Mainly this is done via tender. During the tender we assess not only the price but also equipment of the bidder, its goodwill, financial solvency, etc. However, price can play a negative role during tender when companies with apparently dumping prices participate in it. It happens that it is impossible to separate and identify such companies even according to some formal signs, because they show quite good equipment status. Another issue is when in the regions they contract companies that traditionally work in this or that region. This results in a poorer quality especially when the companies do not have their own service base or their own facilities.

A.N. Rzaliyev: We mainly contract international service companies, global leaders, because we need high-quality works results due to deep wells. Our main aim is to perform the operation one time with high-quality to ensure durable effect. That is why if we use less qualitative equipment we will spend more for repair works. Quality is in the first place and price is in the second one!

P.I. Litvinenko: Tenders are very popular nowadays. That means that there are bidders who submit their bids. Based on the bids we select the contractor. Of course we make sure that the quality meets the price. This is a very important factor, so based on the tender results we try to select the most deserving company. After that we perform certain work at three-five wells, try the technology, if we are satisfied with the results we continue working with such companies. But, of course, commercial side is in the first place.

Coiled Tubing Times: What criteria do you use to assess the quality of the offered services? What helps you to choose the right contractor?

D.A. Molodan: The quality of the offered services is first of all assessed on the basis of the time of work performance, because every additional

скважинам, отрабатываем технологии, если результат нас удовлетворяет, то, соответственно, делается ставка на те компании, от которых получаем желаемый эффект. Но экономика все равно на первом месте.

Время колтубинга: На основании каких критериев оценивается качество предлагаемых услуг? Что помогает не ошибиться в выборе лучшего подрядчика?

Д.А. Молодан: Качество предлагаемых услуг оценивается на основании, во-первых, календарных сроков ведения работ, потому что каждые лишние сутки – это потеря либо проходки, либо добычи углеводорода. Производится оценка и безаварийности ведения работ. А также способности удовлетворить оперативные пожелания заказчика, потому что в процессе как строительства скважин, так и их реконструкции, КРС, возникают вопросы, требующие именно незамедлительного решения. Не все организации, к сожалению, могут оперативно перестроиться, так как работают по заранее утвержденным программам.

Время колтубинга: На основании каких критериев оценивается качество предлагаемых услуг?

А.Н. Рзалиев: В первую очередь это имя компании, отзывы других заказчиков, где она проводила работы. Если мы привлекаем несколько компаний, чтобы сделать выбор в пользу той или иной, мы проводим тендеры каждый год практически. После этого заключаем договоры с победителями, работаем некоторое время, а потом смотрим, какие были проблемы. Если нас что-то не устраивает, значит, проводим еще раз тендер. Выигрывает другая компания, и мы смотрим, какие проблемы были у нее.

П.И. Литвиненко: Критериев много, но есть такой показатель, как доллар на баррель. Это все экономика. Можно, конечно, производить работы хотя и качественно, но очень долго. Однако в этом случае затраты будут несопоставимы с полученным результатом. Это нас тоже не удовлетворяет.

Время колтубинга: Насколько определяющую роль играет при выборе подрядчика наличие у него прогрессивного оборудования или для заказчика важнее положительный опыт работы и владение новыми технологиями?

Д.А. Молодан: Когда мы проводим конкурсные процедуры, то стараемся в технических требованиях как раз и закладывать внедрение новых технологий. Дело в том, что бывает трудно сориентироваться: ведь сложно хотеть того, чего ты не знаешь. Поэтому у нас есть такое понятие: «уторговывание». Это такая процедура, когда выходит организация с новой технологией, которой мы явно раньше не владели, и в рамках презентаций, в рамках встреч мы обсуждаем

day of works means loss of drilling progress or loss of hydrocarbon production. We also take into account the absence of accidents during the works. As well as the ability of a contractor to fulfill on-the-spot requests of the client, because during well drilling, reconstruction or workover there may arise situations that require immediate reaction and resolution. But not all the companies, unfortunately, are able to react promptly as such companies are working according to the programs approved in advance.

Coiled Tubing Times: Based on what criteria do you assess the quality of the offered services?

A.N. Rzaaliyev: First of all this is the name of the company, references of other clients of this company. If we want to select out of several companies, we hold tenders, almost every year. After holding a tender we contract the winning bidder, use its services for a certain period of time and then see what kind of problems this company had during service provision. If we are not satisfied with certain results we hold a new tender. Another company wins. We work with the new company for some time and then see what kind of problems it had.

P.I. Litvinenko: The criteria are many and diverse but there is a dollar-per-barrel indicator. This is economy. Of course one can perform high quality works but for a long period of time. But in this case the costs will be incomparable to the results. This does not satisfy us as well.

Coiled Tubing Times: when selecting a contractor does the contractor's possession of progressive equipment play a decisive role, or do the clients care more about the contractor's positive working experience and availability of new technologies?

D.A. Molodan: When we are holding tenders we issue terms of reference in which of course require application of new technologies. But it is sometimes difficult to make the right choice, because it is hard to require or wish something you know nothing about. That is why we have a kind of bargaining procedure. When a bidder offers a brand new technology we know nothing about it, within the framework of presentations and meetings we discuss this technology with the company. If we see that the offered technology is obviously better, we remove the lot from tender. In this case the priority changes, we prepare new terms of reference and target this new segment of oil service market and the companies that possess new technologies.

A.N. Rzaaliyev: Both equipment and technologies are very important for us. But of course technologies are in the first place and equipment is secondary.

ее возможности, вплоть до того, что снимаем лот с конкурса, если видим, что предлагаемые технологии явно лучше. И тогда приоритет меняется, мы готовим заново технические требования и уже ориентируемся на этот сегмент нефтесервисного рынка, на организации, владеющие новыми технологиями.

А.Н. Рзалиев: Для нас важно и оборудование, и технологии. Но, конечно, на первом месте технологии, оборудование второстепенно.

П.И. Литвиненко: Наличие прогрессивного оборудования обязательно! Оборудование должно соответствовать стандартам ТНК-ВР. Если оно не соответствует, то претендент не проходит по конкурсу.

Время колтубинга: Как Вы получаете информацию о рынке нефтесервисных услуг? Нужен ли, на Ваш взгляд, обобщающий источник информации в виде интернет-сайта, который бы представлял предложения от компаний-подрядчиков?

Д.А. Молодан: На самом деле это было бы очень неплохо. Мы получаем информацию в основном либо в виде предложений, поступающих в организацию в письменном виде на имя генерального директора, либо мы получаем информацию научно-практического характера на конференциях, проводимых такими структурами, как Газпромэкспо. Еще один источник – когда что-то нужно узнать, то ищешь везде, где только можно (на сайтах в интернете, звонишь, общаешься с коллегами из других компаний, не только Газпрома, но и Роснефти, и др.). Помогает также тесное взаимодействие с зарубежными компаниями, такими как Baker Hughes, Halliburton, Шлюмберже. А сайт, конечно, нужен. Если бы был какой-то дайджест, выборка по организациям, которые анонсировали бы свои новые разработки, не раскрывая их ноу-хау, было бы замечательно.

А.Н. Рзалиев: Да, это вообще было бы замечательно! Если бы был какой-то сайт по нефтегазовому сервису, это было бы очень удобно для поиска подрядчиков, например. Зайти на сайт, выбрать определенный раздел, который тебя интересует, вид сервиса, чтобы можно было посмотреть список подрядчиков. Конечно, это было бы удобно.

П.И. Литвиненко: Наверное, в нашей стране еще не достигли того уровня, чтобы все выходило на своих потенциальных заказчиков через интернет-сайты. Поэтому очень многие выходят по слухам, от друзей и коллег, работающих в различных регионах, информация приходит. Так поступать жизнь заставляет, и дело не в том, что нам так хочется. Я работал на Сахалине, в Западной Сибири, на побережье Баренцева моря, вот сейчас работаю в Оренбурге, это не из-за того, что очень хочется, просто партия сказала, комсомол ответил... Остаются связи с теми людьми, с которыми когда-то работал, накапливается тот самый опыт, поэтому зачастую намного легче, узнав, что кто-то

P.I. Litvinenko: Possession of progressive equipment is a must! All the equipment must be compliant with the TNK-BP standards. If it does not comply with our standards such a bidder is not able to win our tender.

Coiled Tubing Times: Where do you get information about the oil services market? In your opinion, is there a need in a common source of information in the form of a web-site that would contain offers of different contractors?

D.A. Molodan: It really would be good. We either receive information in written form addressed to Director General, or we receive scientific and practical information at the conferences held by the companies like Gazprom Expo. Another source of information – when you need to find something you search for it everywhere: you surf different web-sites in the Internet, you phone your colleagues from other companies, not only Gazprom, but also Rosneft and others. Close interaction with such foreign companies as Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger is also very helpful. And the web-site that you mentioned is, of course, necessary. It would be great if there was a digest where organizations could announce their new developments without disclosing know-how.

A.N. Rzaliyev: Yes, it would be great! If there was a web-site dedicated to oil and gas service it would be very convenient to look for the contractors, for example. It would be very convenient if there was a possibility to go to the web-site, select the section you are interested in, the type of service and to get a list of contractors providing this service.

P.I. Litvinenko: Probably, in our country people are not yet prepared to search for potential clients via Internet. That is why many companies use the word-and-mouth marketing communicating with the friends and colleagues in different regions. Life makes companies doing so. I worked on Sakhalin, in Western Siberia, on the coast of the Barents Sea and currently I am working in Orenburg. This is not because I want to do it very much, but there are things in our life that we have to do, despite our wish. So, you get acquainted with people and then you leave for another place and get acquainted with new people. In such a way you gain experience and when you learn that one of your acquaintances works with a reliable contractor it is often much more easier just to believe your acquaintance and use the services of this particular contractor. And the Internet is a very good thing, but very often it offers not a technology but a product to buy. As for technologies, you sometimes may spend a lot of time searching for any information about it.

работает с достойным подрядчиком, предлагающим свои технологии, поверить ему на слово. А интернет – это хорошее дело, но зачастую он предлагает не технологии, а продукцию, которую нужно купить. С технологиями сложнее, иногда столько вложишь сил, чтобы найти какую-то информацию. В общем, интернет нас пока не удовлетворяет. А те люди, которых ты знаешь, всегда готовы помочь. По всем вопросам, связанным с использованием технологий, мы созваниваемся с ними, и решаем вопрос. Кроме того, многие компании разделены географически, геологические условия очень отличаются: в Западной Сибири терригенный коллектор, а у нас в основном карбонатный. Глубины – у нас от 1700 м до 4500–5000 м, а в Западной Сибири таких глубин нет. Температура у нас повышенная – 95 градусов на скважине глубиной 4500 м и еще много других аспектов, где нужны разные технологии. В Западной Сибири главным образом применяется кустовое бурение, у нас сейчас тоже кусты бурятся, но их очень мало, основное – одиночные скважины, разные сетки бурения и, соответственно, освоение.

Время колтубинга: Насколько, на Ваш взгляд, отечественные нефтесервисные компании конкурентоспособны в сравнении с международными?

Д.А. Молодан: Дело в том, что как раз таки отечественные организации в последнее время действительно стали конкурентоспособны. Именно из-за оперативности, потому что любая иностранная фирма старается обезопасить себя на территории России, на объекте. Она, например, заказывает двойные объекты, двойное оборудование и выполнение своих работ на том или ином объекте, чтобы минимизировать риски. Поэтому цена, соответственно, возрастает, но при должном качестве. Организации, работающие в России и ближнем зарубежье, действительно переняли от международных очень многое в области технологий, да и их собственные разработки в принципе ничем не хуже. Мы ориентируемся в основном на отечественный нефтегазосервисный рынок, но есть нюансы, есть новые технологии, которые вышли вот буквально полгода, год назад, которыми владеют пока только международные компании. Если мы видим, что у международных организаций цена и качество приемлемы, то мы, бывает, работаем и с ними. Но отечественные организации вполне конкурентоспособны.

А.Н. Рзалиев: Сервисные компании СНГ сегодня достаточно прогрессируют, сейчас у них сервис на уровне, а может, иногда даже и выше, чем у западных компаний, но лично мы придерживаемся международных компаний: имидж компании играет не последнюю роль.

П.И. Литвиненко: Смотря какие цели ставятся. Мы попытались привлечь Weatherford с их изоляционными материалами – ничего путного не получилось,

Generally speaking, the Internet cannot satisfy our needs currently. And the people you are acquainted with, they are always ready to help you. We contact such people concerning all the questions related to technologies and they help us to answer the question or resolve the issue. Besides many companies are divided geographically, they work in different geological conditions: in Western Siberia they have terrigenous reservoirs and we mainly have carbonate reservoirs. Our reservoirs are located at the depths of 5,577 feet to 14,760–16,400 feet and in Western Siberia they do not have such depths. We have elevated temperatures – 95 degrees in 14,760-feet well. There are many other aspects, where different technologies are required. In Western Siberia cluster drilling is mainly used. Nowadays we use cluster drilling too, but very little, mainly we use separate wells. So, these different approaches to well drilling network mean application of different completion technologies.

Coiled Tubing Times: In your opinion, are Russian service companies competitive versus international ones?

D.A. Molodan: The fact is that domestic companies have become very competitive recently due to their flexibility and responsiveness. Any foreign company seeks to secure itself on the territory of Russia or at certain facilities. A foreign company, for example, orders double facilities, double equipment and work performance at this or that facility in order to minimize the risks. Consequently the price increases, but with due quality. Companies working in Russia or in the neighboring countries have learnt a lot from the international service companies in terms of technology, and their own developments and inventions are as good as the foreign ones. We are aimed at working mainly with the representatives of the domestic oil services market, but there are certain nuances, there are brand new technologies that appeared just half a year or a year ago and currently only international companies possess such technologies. If we see that the quality and the price of a service offered by an international organization are acceptable we sometimes work with the international companies. But domestic companies are quite competitive.

A.N. Rzaliyev: CIS service companies are currently progressing, and the quality of their services is at the same level or sometimes even higher than that of the western companies. But personally we contract international companies: company's image plays a very important role.

P.I. Litvinenko: It depends on the objectives you have. We tried to contract Weatherford

хотя тот же «Геотехнокин» работает довольно успешно. Конечно, мы ищем новые технологии, не останавливаемся на достигнутом, но тем не менее в ГРП со Шлюмберге никто сравниться не может, они делают самые качественные работы как по ГРП, так и по гидрокислотному разрыву. По ликвидации аварий работают наши сервисники, по капремонту зачастую с привлечением оборудования от Weatherford, оно у них очень хорошее. Однако при любом раскладе затраты, которые мы несем при работе с иностранными компаниями, несопоставимо выше. Все зависит от цели, которая ставится: ведь есть аварии очень сложные, которые на нашем оборудовании довольно трудно ликвидировать, поэтому привлекаются передовые компании, в хорошем смысле монстры, владеющие соответствующим оборудованием.

Время колтубинга: Дайте, пожалуйста, краткосрочный (2–5 лет) прогноз развития нефтесервисной отрасли.

Д.А. Молодан: Думаю, что нефтесервисная отрасль будет развиваться. Дело в том, что сейчас все нефтегазодобывающие организации выводят из своего состава непрофильные активы, например, Газпром. То же самое делает Роснефть. Это в принципе неплохо, потому что увеличивает шансы организаций, работающих в данном сегменте, развиваться на этом рынке, повышать конкурентоспособность. Сервисный рынок и сервисные услуги будут в ближайшие 3–5 лет очень востребованы. Ведь если брать шельфовые проекты Газпрома и Роснефти, если брать необходимость возобновления минерально-сырьевой базы, которая в последнее время находится уже буквально на грани, поскольку добывается намного больше, чем наращивается, все эти факторы будут стимулировать развитие сервисных организаций.

А.Н. Рзалиев: Я думаю, в ближайшие годы сервис будет все более востребован, так как сейчас на суше остались лишь месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому сервис по повышению нефтеотдачи, зарезке вторых стволов, увеличению сетки скважин будет интенсивно развиваться. А если объем бурения вырастет, то это, в свою очередь, будет способствовать росту сервисных услуг.

П.И. Литвиненко: Я не могу дать точный прогноз, это все настолько непредсказуемо... Судя по выступлениям корифеев нашей науки, отечественный нефтегазовый сервис должен развиваться в полный рост, но пока на нашем рынке ему трудно конкурировать с такой мощной компанией, как Шлюмберге. Weatherford тоже свою нишу нашел, так что сложно загадывать. Правильно будет сказано, все зависит от политики государства. ☺

Ирина ГРУЗДИЛОВИЧ, Марина КОРЖИК, Виктория ГРЕК,
«Время колтубинга»

with their insulation materials, but it was not a success, however, Geotekhnokin is working quite successfully. Of course, we are looking for new technologies. However, no one can match Schlumberger for hydraulic fracturing; they perform the most high-quality hydraulic fracturing and acid fracturing. Our service companies work in the sphere of accident response. As for the workover, they often use Weatherford equipment, very good one. In any case, expenses that we incur when working with foreign companies are much higher. Everything depends on the objective this or that company sets: there are very complicated accidents that are hard to mitigate using domestic equipment, and in this case the leading companies possessing state-of-the-art equipment are contracted.

Coiled Tubing Times. Could you, please give us a short-term (2–5 years) forecast of oil service sector development.

D.A. Molodan: I think that oil service sector will continue to develop. The fact is that currently all the oil and gas producing companies are divesting non-core assets. This is done, for example, by Gazprom and Rosneft. Basically, this is not bad because it increases the chances of the companies working in this segment to develop in this market and to improve their competitiveness. Service market will be in great demand in the coming 3–5 years. If we take Gazprom's and Rosneft's shelf projects, if we take the necessity of enhancing the raw materials base, which is currently very poor due to the fact that production volumes are much higher than the reserves accrual – all these factors will facilitate the development of service companies.

A.N. Rzaliyev: I think that the service sector will be in great demand in the nearest future, since onshore only remained the fields with hardly recoverable reserves. That is why oil recovery enhancement, sidetracking, infill drilling services will be progressing. If there is an increase in the volume of drilling, it will facilitate the development of accompanying services.

P.I. Litvinenko: I cannot give an accurate forecast because the whole situation is unpredictable... According to the leaders of our science, domestic oil and gas service should be actively developing, but currently at our market domestic service companies can hardly compete with such a powerful company as Schlumberger. Weatherford has also found its niche. So, it is difficult to forecast. I would say that everything will depend on the state policy. ☺

Irina GRUZDILOVICH, Marina KORZH, Victoria GREK,
Coiled Tubing Times



OGT

2 0 1 1

15–17 November 2011

**16th TURKMENISTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS CONFERENCE**

**Oil & Gas Industry Development
and International Cooperation in 20 years
of Turkmenistan's Independence**

15–17 ноября 2011 года

**16-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

**Развитие нефтегазовой промышленности
и международное сотрудничество
за 20 лет независимости Туркменистана**

For information please contact us on the following details:
За информацией обращайтесь:

In London / в Лондоне:
Tel: +44 (0) 207 328 8899
Fax: +44 (0) 207 624 9030
e-mail: mm@summittradeevents.com

In Moscow / в Москве:
Tel.: +7 (495) 935 7350
Fax: +7 (495) 9357351
e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.oilgasturkmenistan.com; www.turkmengas.ru

Organised by / Организаторы



Ministry of Oil and Gas
Industry and Mineral Resources
of Turkmenistan

Министерство нефтегазовой
промышленности и минеральных
ресурсов Туркменистана

Доступность КНБК – главное условие развития колтюбингового бурения

ВНА Availability is the Main Condition for CTD Development

Время колтюбинга: Первый вопрос касается Вашего видения истории развития колтюбингового бурения, так как Вы участвовали в практическом внедрении данной технологии с самого начала. Может быть, Вы можете рассказать нам о каком-либо техническом решении, которое послужило толчком к развитию данной технологии?

Джоел Парк: Как мне кажется, для развития колтюбингового бурения важнейшим техническим решением стал пропуск электрического кабеля внутри гибкой трубы. Все началось со спуска в скважину простых инструментов, которые были подсоединены к электрическому кабелю, находившемуся внутри ГНКТ. Колтюбинговое бурение и ориентирование инструмента появились несколько позже. Однако само по себе решение пустить электрический кабель внутри трубы сыграло очень важную роль, так как это позволило получать данные телеметрии от компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и, соответственно, производить контроль и управлять ею. А дальнейшее развитие уже проходило параллельно с развитием других колтюбинговых технологий. Поначалу люди не доверяли колтюбингу. У колтюбинга была достаточно плохая репутация, так как часто в скважине оставался инструмент, труба постоянно рвалась. Постепенно сама технология и оборудование стали более надежными, колтюбинг получил широкое распространение в отрасли, и колтюбинговое бурение также стало более востребованным на рынке вслед за этой общей тенденцией.

ВК: Если говорить о будущем данной технологии, что может повлиять на более



Джоел Парк родился в 1962 году в США. Трудовую деятельность в области нефтегазового сервиса начал в 1981 году, сразу после окончания школы в Вествуде. Вначале он работал в компании Johnston Macco Schlumberger и занимался ремонтом скважин под давлением. С колтюбингом начал работать с 1985 года, когда перешел на должность оператора колтюбинговой установки в компании Best Hughes. Имел дело с колтюбингом в компаниях Otis, B.J. Hughes, Camco и «Шлюмберже». В 1995 году начал бурить на колтюбинге, перейдя в группу по строительству скважин компании Baker Hughes, где занимался реализацией проектов с использованием этой технологии в США, Омане, Венесуэле и Алжире. С 2002 года работал в компании «Шлюмберже» и участвовал в бурении колтюбингом на Северном море и в Индонезии. Работал консультантом при реализации проектов по бурению колтюбингом в компаниях Targe Energy, Shell и Halliburton в США и в компании Santos при работе в Австралии. С 2006-го Джоел начинает работать с производителями колтюбингового оборудования и инструмента, сначала в составе Amkin Drilling Technology. В 2008-м он переходит в NOV, где и работает по сей день в качестве технического консультанта по продажам оборудования для колтюбингового бурения.

Joel Park was born in the USA in 1962 and started to work for oil and gas industry in 1981 after he graduated from Westwood High School. He started off as a snubbing band for Johnston Macco Schlumberger. He began working in coiled tubing industry in 1985 for Best Hughes and continued with Otis, B.J. Hughes, Camco and Schlumberger. In 1995 he joined Baker Hughes Wellbore Construction Group and worked on Coiled Tubing Drilling projects in USA, Venezuela, Oman and Algeria. Then he went to work for Schlumberger on Coiled Tubing Drilling projects in the North Sea and Indonesia. Joel has worked as a consultant on Coiled Tubing Drilling projects for Targe Energy, Shell and Halliburton in the USA and Santos in Australia. In 2006 Joel joined the Coiled tubing manufacturing industry with Amkin Technology and joined Hydra Rig in 2008 where he is currently employed as Coiled Tubing Drilling Technical Sales.

активное ее внедрение? Какое оборудование нам необходимо, чтобы чаще прибегать к колтюбинговому бурению?

Дж.П.: Я думаю, что способствовать более активному внедрению колтюбингового бурения может доступность КНБК. Это самое главное.

ВК: Насколько мне известно, в настоящее время сервисные компании по всему миру используют для колтюбингового бурения забойное буровое оборудование производства компании Baker Hughes. Таким образом, мы сталкиваемся с типичной проблемой монополии. И вопрос, на который у меня нет ответа: почему другие сервисные компании или производители оборудования не проявляют интерес к данному сегменту рынка?

Дж.П.: На самом деле другие компании проявляют большой интерес к данному сегменту рынка, однако пока ни одна из них не преуспела в создании конкурентоспособного ориентатора с электрическим каналом связи для колтюбингового бурения. Даже Шлюмберже и Halliburton, несмотря на большие временные и денежные затраты, не преуспели в данном направлении. Единственными компаниями, которым удалось создать работающее оборудование, являются международная Baker Hughes и Antech из Великобритании. Однако КНБК производства компании Antech прошла лишь полуполевыми испытаниями и не была опробована в промышленных условиях. Тем временем компания Baker Hughes уже работает над созданием компоновки второго поколения. Первое поколение, Orient Express, использовалось практически для всех операций колтюбингового бурения за исключением экспериментальных стволов и операций, выполняемых при помощи гидравлически ориентируемой КНБК. В настоящее время, как я уже сказал, они разрабатывают уже следующее поколение КНБК, притом что адекватных аналогов до сих пор нет даже у первого поколения.

ВК: В настоящее время колтюбинговое бурение в России практикуют только ОАО «Сургутнефтегаз» и Шлюмберже. ОАО «Сургутнефтегаз» – передовая с технической точки зрения российская нефтегазодобывающая компания с собственным сервисом, а Шлюмберже – крупнейшая международная сервисная компания. В этой связи мне интересно, сможет

Постепенно сама технология и оборудование стали более надежными, колтюбинг получил широкое распространение в отрасли, и колтюбинговое бурение также стало более востребованным на рынке вслед за этой общей тенденцией.

The technology and equipment became more and more reliable, so CT became common industry practice and CT drilling just follow this trend.

Coiled Tubing Times: The first question is about your vision of the history of coiled tubing drilling, because you were involved in practical implementation of this technology from the very beginning. May be you can underline some main technical solution which dramatically move this technology forward?

Joel Park: In coiled tubing drilling the main deal was I think actually getting the electric line inside the coiled tubing. This started of running simple tools in the well connected by the electric line inside the coiled tubing. The coiled tubing drilling and orienting tools were realized a little bit later, but just running the cable inside was a big deal, because it allows to get telemetry data from BHA to surface and being able to control and manage it. Further development was just in line with the other coiled tubing technologies. For the start people didn't trust CT and it had very bad reputation for leaving staff and the tools, the pipe was always parting. Then the technology and equipment became more and more reliable, so CT became common industry practice and CT drilling just follow this trend.

CTT: Speaking about the future of this technology, what can boost it implementation? Which equipment do we need to use CTD more often?

J.P.: The biggest thing I can see that can help coiled tubing drilling implementation is the bottomhole assembly availability.

CTT: As I know, for now all the service companies around the world use for CTD the BHA produced by Baker Hughes. So I think that there we have the standard problem of monopoly. The question I can't answer for myself is why other service companies or equipment manufacturers are not interested in this market?

J.P.: Actually there is a great interest for this market from other players but for now there is no any substantial progress in their efforts to construct competitive electric orienter for CTD. At least neither Schlumberger nor Halliburton weren't successful in it; through they spent a lot of money and time on that. The only one that is successful and got one working is Baker Hughes and one another company, Antech, UK. But BHA produced by Antech for now is only field

ли российская сервисная компания, особенно небольшая, начать применять колтюбинговое бурение, принимая во внимание тот факт, что существует не только проблема дороговизны оборудования, но и проблема обучения и подготовки персонала?

Дж.П.: К сожалению, не существует семинаров и курсов обучения колтюбинговому бурению. На мой взгляд, единственным решением тут может быть наем персонала на Западе, то есть пригласить людей, которые занимаются колтюбинговым бурением, чтобы они поделились своим опытом. Они, конечно же, не будут бурить вместо вас, но они будут присутствовать на площадке вместе с вашими специалистами и помогут обучить персонал.

Это вопрос практики и опыта. Когда мы только начинали работать с колтюбингом, мы ведь не крепили никаких инструментов на конце трубы, а сейчас у нас уже внутри гибкой трубы размещен электрический кабель, мы используем различные инструменты совместно с гибкой трубой. Есть люди, которые впервые попробовали спустить тот или иной инструмент в скважину. Есть много того, чего вы не найдете ни в одном учебнике, но всегда есть люди, которые знают, как это делается, и которые могут научить и вас.

ВК: Насколько я понимаю, в западных компаниях обучение проводится в специальных учебных центрах.

Дж.П.: Да. Они предназначены исключительно для крупных компаний. Один из моих старших братьев работает преподавателем по капитальному ремонту скважин в компании Halliburton, и у них есть учебные курсы, которые предназначены исключительно для сотрудников Halliburton. В компании «Шлюмберге» также проводятся курсы, которые организованы исключительно для сотрудников компании. Там преподают основы колтюбинговых технологий, и обучение в основном заключается в изучении технической литературы, однако важно самостоятельно попробовать работать с инструментом, так как это никак не смоделируешь на теоретических занятиях. Существует большая разница между инженером, который только что окончил учебу и обладает лишь теоретическими знаниями, и инженером, который уже несколько лет работает с трубой.

ВК: Как, на Ваш взгляд, сервисные компании и компании-производители должны осуществлять разработку нового оборудования

Есть много того, чего вы не найдете ни в одном учебнике, но всегда есть люди, которые знают, как это делается, и которые могут научить и вас.

For now, there are no books where you can read about it, but there are people that are available, they know how to do it, and they can teach you.

tested, but not tried in true. On the other hand, the Baker Hughes company for now is working on the second model. The first one was Orient Express, which was used to make almost all coiled tubing drilling jobs in industry excluding some experimental holes and jobs done with hydraulically oriented BHA. And for now, as I said, they already work on the next generation BHA.

CTT: For now in Russia only Surgutneftegas and Schlumberger do the jobs with coiled tubing re-entry drilling. The first one is the most technically advanced Russian oil and gas production company with own service, and the second is the largest international service company. From therefore I just wonder if it possible for Russian service company, especially for small one, to start coiled tubing drilling, especially talking into a count that there are not only problems, caused by quite a high expenses for equipment purchase, but also the problems with personnel educating and training?

J.P.: Well, there are really no coiled tubing drilling seminars and training. My suggestion would be to import personnel from the West, the people that have done coiled tubing drilling, so they can share their experience. They will not drill for you but will come out to the field with your specialists and will help in training your personnel.

Actually this is the question of practice. When we started coiled tubing jobs we never put anything at the end of it, and now we have electric lines inside of it, we put tools at the end of the tubing. There are people that were the first to put the tools into the hole, and they had no any teachers. For now, there are no books where you can read about it, but there are people that are available, they know how to do it, and they can teach you.

CTT: As I knew in Western companies the education is done in some special training centers.

J.P.: Yes. And they are exclusive for larger companies. Actually one of my older brothers is a workover trainer in Halliburton, and they have such training courses which are exclusive for Halliburton employees. Schlumberger also has courses that are organized specially for their employees. They teach the basics about coiled tubing, but that's just learning of the technical books and until you will not operate with the tools there is no way to simulate that. The engineer that is just degreed and has only book knowledge on exploration and a person that is working with the

и технологий?
В России бытует
мнение, что

государство должно
взимать определенные
налоги с добывающих
компаний и инвестировать
эти средства в разработку
нового оборудования,
технологий и т.д. Что Вы думаете
по этому поводу?

Дж.П.: Я полагаю, что основной мотив разработки в том, чтобы зарабатывать деньги от ее внедрения. Государство может предоставить мне возможность разработать какую-либо технологию, но оно не может обеспечить ее конкурентоспособность на рынке. Поэтому в США нам не нужны такие налоги, чтобы развивать новые технологии. У нас нефть и газ получают такими дорогими, потому что за счет дополнительного налогообложения добычи углеводородов государство инвестирует в развитие источников электроэнергии, получаемой экологически чистыми методами, а эти источники сами окупить себя не могут. Я не думаю, что это правильный подход, и считаю, что это несправедливо, поскольку ничего не дает потребителю.

ВК: В России компании, занимающиеся разработкой новых технологий и оборудования, должны проводить полевые испытания. Но очень трудно найти компанию, которая позволит провести такие исследования, так как это дополнительный риск для оператора. Сталкиваетесь ли Вы с такой же проблемой в США?

Дж.П.: В Америке то же самое. Это большая проблема – найти компанию, которая согласится испытывать оборудование, ведь компании рискуют своей репутацией, так как, используя новое оборудование, они могут повредить скважину.

ВК: Что Вы думаете о программе Министерства энергетики США, по которой также выделяются денежные средства на разработку новых технологий?

Дж.П.: Да, Министерство энергетики финансирует некоторые проекты. Но я не согласен с этим.

ВК: Почему? Я слышал о некоторых довольно успешных проектах, которые были профинансированы таким образом.

Дж.П.: Я полностью с этим не согласен. Я уверен, что частный бизнес должен регулироваться только спросом и предложением, а правительство должно заниматься тем, для чего его избрали, – управлять. ☺

Я уверен, что частный бизнес должен регулироваться только спросом и предложением, а правительство должно заниматься тем, для чего его избрали, – управлять.

The private sector business needs to be is driven by supply and demand and the government should do what they were elected to do, Govern.

tubing for several years are a big difference.

CTT: What do you think about the order of development of new equipment and technology in a service or manufacturer company? Here in Russia there is quite a popular opinion that the state should take some taxes from production companies and use it to invest in development of new technology, equipment and so on. What is your vision of the problem?

J.P.: I believe that the main reason for development should be your ability to earn money by its implementation. The state can give me the opportunity to develop some technology but they cannot provide the competitiveness of this development on the market. That is why we don't need such taxes in USA to develop new technologies. We are making oil and gas so expensive because we are giving the money to the green energy that is not competitive. I don't think that's right. That's unfair. This doesn't bring anything to the consumer.

CTT: The companies that develop new technologies and equipment should do field testing. But in Russia it's difficult to find a company that will allow them to do it, because it's additional hazard for operator. Do you meet such problem in US?

J.P.: That's no difference in America. It is a big issue to find a company that will test the equipment because it will risk the reputation, because actually by using new equipment you run the risk of damaging the well.

CTT: What do you think about the US Department of Energy program which also gives some money for the new technologies development?

J.P.: Yes, the Department of Energy does finance some of the projects. But I disagree with that.

CTT: Why? I've heard about some quite successful projects which were financed in that way.

J.P.: I totally disagree with that. The private sector business needs to be is driven by supply and demand and the government should do what they were elected to do, Govern. ☺

**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
$\frac{3}{4}$ "–1 $\frac{1}{2}$ "	$\frac{3}{4}$ "–2"	$\frac{3}{4}$ "–2"	1"–1 $\frac{3}{4}$ "
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.

Мы используем пакерно-якорное оборудование только премиум-класса

We use Only Premium Class Packer/Anchor Equipment

А.М. ОВСЯНКИН, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»
A.M. OVSYANKIN, General Director, Packer Service

С каждым годом в нефтегазовой промышленности расширяется номенклатура работ, при которых применяется пакерно-якорное оборудование, в том числе для все более сложных внутрискважинных технологических операций, таких как многоэтапные ГРП без подъема пакера на скважинах со сложной конструкцией и профилем проводки; проведение ГРП в боковых стволах малого диаметра; проведение перфорации скважин на трубах с последующим выводом скважины на режим без подъема пакера; ремонтно-изоляционные работы; различные технологические операции при текущем и капитальном ремонте скважин.

Столь же быстро развиваются технологии, связанные с применением пакерно-якорного оборудования при заканчивании скважин в процессе добычи, в том числе для так называемых интеллектуальных скважин: оборудование для одновременно-раздельной закачки; оборудование для одновременно-раздельной добычи; пакерное оборудование для эксплуатации скважин с погружным насосным оборудованием; пакерные компоновки для изоляции негерметичности колонн и т.д.

Для ООО «Пакер Сервис» предоставление услуг с пакерно-якорным оборудованием было основным направлением на стартовом этапе деятельности компании, недаром эта направленность озвучена в самом названии нашей компании. И в настоящий момент предоставление услуг с пакерным оборудованием является для ООО «Пакер Сервис» также одним из основных направлений деятельности.

ООО «Пакер Сервис» предоставляет услуги с пакерно-якорным оборудованием по всем вышеперечисленным направлениям, в частности, на сегодняшний день нашей компанией выполнено:

1. Одно- и многоэтапные ГРП без подъема пакера для ревизии на более чем 3500 скважинах с применением пакерного оборудования и фонтанной арматуры ГРП, принадлежащей ООО «Пакер Сервис». Мы сотрудничаем с большинством компаний, выполняющих в России гидравлические разрывы пласта, предоставляя им пакерные услуги на месторождениях Центральной

From year to year a list of oil and gas service operations with application of packer/anchor equipment is expanding. These complex downhole technological operations include: multistage hydraulic fracturing (HF) operations without pulling out of packer, which are performed in wells of complex structure and profile; HF operations in lateral holes of small diameter; tubing conveyed perforation of wells with subsequent bringing the well on stable production without pulling out of packer; squeeze cementing and other technological operations performed during well servicing and workover.

Technologies connected with application of packer/anchor equipment for well completions during production process, including the so-called intelligent completions, also develop rapidly. They include equipment for dual injection operations; equipment for dual completion operations; packer equipment for wells fitted with downhole pumping equipment; packer assemblies for isolation of casing leaks and so on.

For Packer Service rendering of services with application of packer/anchor equipment was one of the main directions on the first stage of Company's activity. That's why this direction is reflected in the name of the Company. And nowadays rendering of services with packer equipment application remains the main direction of activity of Packer Service company.

Packer Service provides services with packer/anchor equipment of all the above-mentioned directions, in particular up to date the Company has completed:

1. One-stage and multistage HF operations (without pulling out of packer for inspection) in more than 3500 wells with application of packer and wellhead equipment owned by Packer Service. We cooperate with the majority of companies, which perform HF operations in Russia, providing them with packer

России, Севере Европейской части России, Западно-Сибирском регионе и Тюменской области.

2. Внедрено более 150 компоновок для одновременно-раздельной закачки скважин.
 3. Внедрено более 400 пакерных компоновок для обслуживания систем ППД.
 4. Внедрено более 200 пакерных компоновок контроля выноса песка для скважин, эксплуатируемых УЭЦН, и т.д.
- (Для ознакомления со всеми сервисными направлениями просим посетить сайт нашей компании www.packer-service.ru)

Данные успехи ООО «Пакер Сервис» обусловлены высокой ответственностью при подборе оборудования для осуществления услуг, применением высокотехнологичного оборудования премиум-класса, поиском новых инновационных решений и технологий. Хотелось бы остановиться на ряде новых разработок оборудования, применяемого ООО «Пакер Сервис» и производимого компанией ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» (www.packer-tools.ru), которая является нашим партнером на рынке и с которой мы совместно проводим испытания и внедрение новейших типов пакерно-якорного оборудования. К новому высокотехнологичному и высококачественному оборудованию можно отнести нижеперечисленные разработки.

ПАКЕРЫ С УВЕЛИЧЕННЫМ ПРОХОДНЫМ СЕЧЕНИЕМ СТВОЛА (С ПОЛНОРАЗМЕРНЫМ СТВОЛОМ) ТИПА ПСП

Особенностью данной серии пакерного оборудования является увеличенный внутренний диаметр сечения ствола пакера, что дает данным пакерам следующие преимущества:

1. При применении пакеров для внутрискважинных технологических операций:
- полноразмерные стволы пакеров соответствуют внутренним диаметрам применяемых колонн НКТ, что не создает дополнительного сопротивления при прокачке агрессивных, абразивных и технологических жидкостей через колонну НКТ и ствол пакера (отсутствует эффект штуцеров) и оптимизирует гидравлические расчеты при ГРП, кислотных ГРП и других операциях;
 - полноразмерные стволы пакеров облегчают возможность проведения других технологических операций, например, работу установок ГНКТ по вымыву проппанта и освоению скважины после ГРП;
 - имеется возможность применения данных пакеров при проведении новых методик ГРП, в частности, многоступенчатых ГРП с применением последовательной перфорации пластов на ГНКТ. Такие технологии требуют спуска максимально возможного диаметра перфораторов с целью улучшения качества гидроджетного перфорирования. Данные пакеры использовались и используются в России многими западными фрекоператорами при проведении

services at the fields of Central Russia, West Siberian and Tyumen regions, as well as at the fields on the north of European part of Russia.

2. More than 150 assemblies for dual injection operations have been implemented.
3. More than 400 packer assemblies for servicing reservoir pressure maintenance (RPM) systems have been introduced.
4. More than 200 packer assemblies for sand control of wells equipped with ESP units have also been implemented.

(For more information about full range of services please visit our Company's web-site www.packer-service.ru).

The success of Packer Service is based on high responsibility of the Company during selection of equipment, on application of «premium class» high-tech equipment and search for new innovative solutions and technologies. We should mention a set of new tools that are used by Packer Service and which were developed and manufactured by PF Packer Tools (www.packer-tools.ru). This company is our partner, with which we jointly perform testing and implementation of newest packer/anchor equipment. When talking about new high-tech and high-quality equipment, we mean the following developments.

PACKERS WITH ENLARGED MANDREL FLOW AREA (WITH FULL-SIZE MANDREL) OF PSP SERIES

The main feature of this packer equipment is that it has enlarged inside diameter of packer mandrel, which provides the following advantages.

1. During application of packers for downhole technological operations:

Full-size packer mandrels comply with inside diameters of tubing strings in service, which does not create additional resistance during injection of aggressive, abrasive and process fluids through the tubing string and packer mandrel (there is no choke restriction effect), while optimizing hydraulic calculations during HF, acid fracturing and other operations.

Full-size packer mandrels simplify performing of other technological operations, for example, proppant cleanout and after fracturing well completion operations with coiled tubing units' application.

There is also a possibility of application of these packers for performing new types of HF operations, in particular, multistage HF operations with sequenced coiled tubing-conveyed perforation of formations. These operations require application of perforators with maximum possible diameter because it improves the quality of abrasive jet perforation. In Russia such packers have already been used in past and are used nowadays by foreign HF operators

многоэтапных ГРП с применением последовательной перфорации пластов на ГНКТ.

2. При применении пакеров типа ПСП для систем ППД и заканчивания скважин:

- полноразмерные стволы пакеров снижают потери на сопротивление при закачке нагнетательных жидкостей и, соответственно, снижают затраты системы ППД;
- имеется возможность проведения работ по ГФИ с применением полного спектра приборов. Наблюдается снижение аварийности геофизических исследований при прохождении пакеров.

during multistage HF with application of sequenced coiled tubing-conveyed perforation of formations.

2. During utilization of PSP packers in RPM systems and for wells completion:

Full-size packer mandrels decrease hydraulic loss during injection of fluids and correspondingly lower RPM system operating costs.

It is possible to perform geophysical survey operations with application of full spectrum of logging tools. Application of the above-mentioned packers allows to reduce accident rate during logging operations.

ПАКЕР СЕРВИСНЫЙ С УВЕЛИЧЕННЫМ ПРОХОДНЫМ ОТВЕРСТИЕМ СЕРИИ ПС

Назначение пакера ПС-146/168/178П

Пакер ПС-146/168/178П применяется для гидравлического разрыва пласта, тампонажных работ, кислотной обработки, испытания пласта, обнаружения негерметичности обсадной колонны, используется как эксплуатационный пакер в нагнетательных скважинах, представляет собой извлекаемое изделие с двумя фиксирующимися узлами в эксплуатационной колонне, между которыми находится камера сообщения трубы с затрубным пространством, позволяющая производить выравнивание давления в над- и подпакерной зонах.

Пакер ПС-146/168/178П является проходным инструментом, что позволяет прокачивать через него объемы жидкости и беспрепятственно спускать перфораторы, каротажный инструмент. Детали пакера обладают износоустойчивостью к прокачке песка для ГРП.

Технические характеристики

Перепад давления, воспринимаемый пакером 70 МПа
 Наибольшая нагрузка растяжения 200 кН
 Установочный вес min-max- 6-15 т
 Максимальная температура эксплуатации 176 град. С

Типоразмеры пакера ПС-146/168/178П

Шифр пакера	Размер обсадной колонны, мм (дюйм)	Диапазон применения, мм	Диаметр калибрующих колец, мм	Внутренний проходной диаметр, мм	Длина пакера, мм	Масса пакера, не более, кг	Верхняя/нижняя присоединительная резьба по ГОСТ 633-80
ПС-146П	146 (5 3/4)	126...136	122,5	59...61	1600	75	В 73/ В73
ПС-168П	168 (6 5/8)	145...152	142	76	1930	130	В89/ 89
ПС-178П	178 (7)	152,4...164	150/151,5	76	1930	135	В89/ 89

По желанию заказчика доступны любые присоединительные резьбы и типоразмеры. При размещении заказа рекомендуется указывать желаемое количество рем. комплектов.



ПАКЕРЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОВМЕСТНО С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

ООО «Пакер Сервис» совместно с ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» разработаны пакеры с возможностью герметизации кабельной продукции, пропускаемой в процессе спуска оборудования вдоль пакера.

Данные пакеры имеют ряд преимуществ:

- возможность спуска пакера и кабельной продукции совместно и без разгерметизации кабельной линии при монтаже пакера;
- посадка пакера гидравлическим методом, что уменьшает вероятность повреждения кабельной линии;
- упрощенная технология извлечения пакера, обусловленная установкой расчетного количества срезных штифтов в зависимости от планируемых внутрискважинных условий.

Актуальность применения данных пакеров обусловлена возможностью их использования не только для организации эксплуатации скважин с погружным насосным оборудованием при негерметичности эксплуатационных колонн, но и в различных типах компоновок «интеллектуальных» скважин, требующих одновременного разделения пластов и сбора информации из обособленных участков скважины посредством кабельных информационных линий.

Технические характеристики пакеров данного типа приведены ниже:

PACKERS FOR OPERATION TOGETHER WITH DIFFERENT- PURPOSE CABLE LINES

Packer Service in partnership with PF Packer Tools developed packers with capability of sealing the cable, which passes along such packer during equipment run-in-hole (RIH).

These packers have the following advantages:

- the possibility of RIH packer and cable together without unsealing the cable line during packer installation;
- seating of packer with the help of hydraulic method, which decreases the probability of damaging the cable line;
- simplified technology of packer removal that make allowance for installation of estimated amount of shearing pins depending on intended downhole conditions.

The urgency of application of these packers is associated with the possibility of their application not only in wells equipped with downhole pumping units that has damaged parts of production string, but also in different types of assemblies for intelligent completion of wells, which require simultaneous separation of formations and acquisition of data from isolated areas by means of cable lines.

Specifications of these packers are given below:

Шифр пакера Packer code	Размер обсадной колонны, мм (дюйм) Casing string length, mm (in.)	Диапазон применяе- мости, мм Applicability range, mm	Диаметр калибрующих колец, мм Diameter of gauge rings, mm	Внутренний проходной диаметр, мм Internal drift diameter, mm	Длина пакера, мм Packer length, mm	Верхняя/ нижняя присоеди- тельная резьба муфтовая по ГОСТ 633-80 Upper/lower connection thread according to National Standard 633-80
ПС-122К PS-122K	146 (5 7/8)	125... 134	122,5	49	2000	60/60
ПС-142К PS-142K	168 (6 5/8)	142... 150	142,0	60 (76)	2300	73(89)/73(89)
ПС-142К PS-142K	178 (7)	152... 164	151,5	60 (76)	2300	73(89)/73(89)

ПАКЕРНЫЕ КОМПОНОВКИ КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА ДЛЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УЭЦН И ДЛЯ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН

Проблема борьбы с выносом песка и других слабосцементированных пород стоит как при эксплуатации добывающего фонда, так и в системе ППД при эксплуатации водозаборных скважин. В настоящий момент нашей компанией совместно с ООО «Стронг» и ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» разработаны несколько схем фильтрационных пакерных компоновок, основывающихся на принципе фильтрации скважинных флюидов как через прямооточные фильтры типа ФНТ, так и через фильтры гидродинамического контейнерного типа.

Для правильного выбора типа фильтров и расчета его основных параметров необходимо иметь данные по скважине, такие как дебитность, granulometрия выносимых твердых частиц, агрессивность среды, плотность флюида, температура и обводненность.

Наиболее эффективно прямооточные фильтры ФНТ работают в скважинах, нефтяные пласты которых состоят из супесей, суглинков, песчаников, содержащих абразивные частицы размерами от 100 мкм и более.

Фильтрующая поверхность фильтров позволяет пропускать заданные мелкие фракции частиц сквозь щели фильтра (определяемые шириной щели фильтроэлемента), не причиняя вреда насосной установке, а крупные абразивные частицы задерживаются на его поверхности.

Высокое качество оборудования наших поставщиков, в том числе ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз», за последние несколько лет позволило ООО «Пакер Сервис» значительно расширить спектр предлагаемых услуг и увеличить количество заказчиков пакерного сервиса. В настоящий момент оборудование ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» широко применяется на месторождениях практически всех нефтегазодобывающих компаний России (ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть» и др.), и мы надеемся, что круг заказчиков будет расширяться. ☉

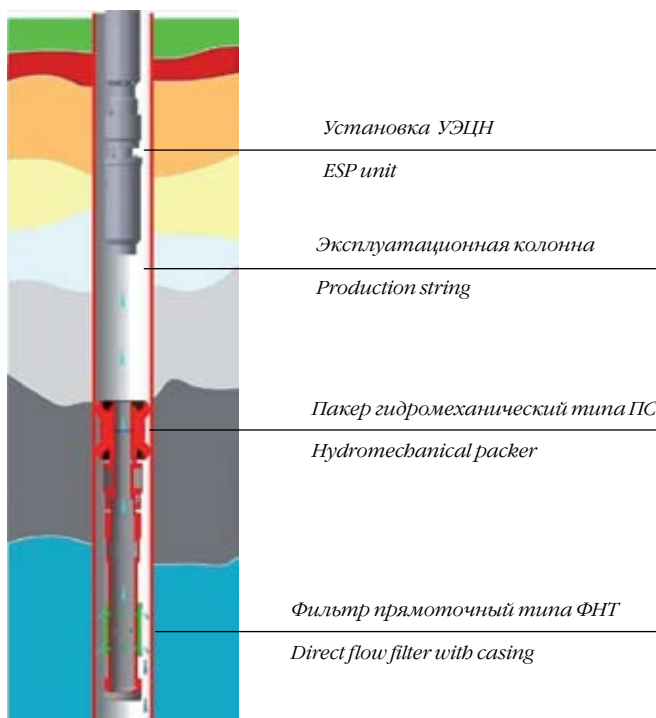
PACKER ASSEMBLIES FOR SAND CONTROL IN WELLS EQUIPPED WITH ESP UNITS AND IN WATER WELLS

The problem of sand control is typical for both production well stock and RPM systems in water wells. By now our Company together with Strong company and PF Packer Tools has developed several designs of packer assemblies based on the principle of wellbore fluids filtration by means of both direct flow filters with casing and crate-type hydrodynamic filters.

For proper selection of filter type and calculation of its basic parameters it is necessary to have well data, such as specific productivity index, granulometry of removed solid particles, environmental aggressiveness, fluid density, temperature and water cut.

Direct flow filters with casing operate effectively in wells, oil formations of which consist of: clay sands, loamy soils and sandstones comprised of abrasive particles with size range of 100 μm and more.

Filtering surface allows infiltrating given undersize particles (defined by the width of filtering element slots) without damaging the pumping unit and entrapping large abrasive particles on its surface.



High quality of equipment provided by our suppliers, including PF Packer Tools, allowed Packer Service to significantly broaden the spectrum of offered services and increase the number of clients. At the moment equipment of PF Packer Tools is widely used at the fields of almost all oil and gas producing companies in Russia (Gazprom neft, Surgutneftegas, Lukoil, NK Rosneft), and we hope that the number of our clients will further increase. ☉

ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз»



**ПАКЕРЫ для гидравлического
РАЗРЫВА ПЛАСТА и
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ**

**ПАКЕРЫ для организации
РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ
и ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО
ДАВЛЕНИЯ**

ЯКОРИ гидравлические

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ КОЛОНН

**КОНТЕЙНЕРЫ для глубинных
МАНОМЕТРОВ**

**Компоновки скважинного
оборудования для ОРЗ, ППД**

ТОРЦЕВЫЕ ФРЕЗЫ

КОЛЬЦЕВЫЕ ФРЕЗЫ

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ



115191, г.Москва,
Холодильный переулок, д.3, корпус 1, стр.4
тел./факс: +7(499) 502-80-36;(495) 665-69-39
e-mail:contact@packer-tools.ru
www.packer-tools.ru



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 станций;**
- **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.

Защита нефтепромыслового оборудования ингибиторами солеотложений производства ООО «ФЛЭК»

Protection of Oil Field Equipment by Scale Inhibitors Manufactured by **FLEK**

А.В. ДЕНИСОВА, к.х.н., ведущий инженер техотдела ООО «ФЛЭК»
A.V. DENISOVA, Doctor of Chemistry, Senior Engineer, Technical Department, FLEK

При добыче обводненной нефти с применением методов повышения нефтеотдачи, различных составов в процессе бурения скважин, добычи и подготовки нефти осложняющим фактором является формирование сложных солевых осадков в ПЗП, оборудовании скважин и наземных коммуникациях системы сбора и транспорта нефти [1]. Это существенно осложняет процесс добычи, приводит к порче дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и снижению запланированных объемов добычи. Средняя стоимость подземного ремонта скважины составляет 250 тыс. руб., ремонт установки ЭЦН – 200 тыс. руб. и более [2].

Проблема солеобразования при добыче нефти характерна не только для России, но и для стран СНГ – Азербайджана, Казахстана, Беларуси и ряда крупных нефтяных стран мира – США, Канады, Великобритании (в акватории Северного моря), стран Южной Америки, Африки, Юго-Восточной Азии, Ближнего Востока (зона Суэцкого залива) и других регионов (таблица 1) [3].

Причины образования отложений, в состав которых входят сульфаты кальция (гипс, бассанит, ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), карбонаты магния (магнезит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин),

Formation of compound salt deposits (scale) in the bottomhole formation zone, on well equipment and on surface piping systems for oil gathering and transportation is a complicating factor that occurs during production of watered-out oil with the use of EOR methods, use of different compounds during well drilling, oil extraction and oil treatment [1]. This considerably complicates the oil production process, leads to damage of expensive equipment and labor-consuming repair works, finally resulting in incomplete oil production and reduction of the planned production volumes. Average cost of well servicing is 250 thousand rubles, repair of the electrical submersible pump (ESP) – 200 thousand rubles and more [2].

Scaling during oil production is an issue not only for Russia, but also for CIS states – Azerbaijan, Kazakhstan, Belarus, and a number of large oil producing countries – US, Canada, United Kingdom (offshore area of the North Sea), countries of South America, Africa, South-East Asia, Middle East (Gulf of Suez area) and



Рисунок 1 – Осадок скв. 495 ЦДНГ-8, Баклановское месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Figure 1 – Scale from well No.495 Oil and Gas Production Department-8, Baklanovskoye oilfield LUKOIL-PERM



Рисунок 2 – Осадок с АГЗУ ДНС-38, Кумкольское месторождение ОА «Тургай Петролеум»

Figure 2 – Scale from Automated Group Metering Unit, Booster Pump Station 38, Kumkol oilfield Turgai Petroleum

Таблица 1 – Месторождения, разрабатываемые в условиях отложения солей
Table 1 – Oilfields developed under the scaling conditions

Страна, регион, месторождения <i>Country, region, fields</i>	Основной состав солейотложений <i>Main composition of scale</i>	Место образования солейотложений <i>Facilities affected by scaling</i>
РОССИЯ Западная Сибирь: Шаимское, Трехозерное, Усть-Балыкское, Тетерево-Мортумьянское, Мегионское, Самотлорское, Западно-Сургутское, Вынгапуровское, Новогоднее, Повховское, Белозерское, Приразломное, Советское, Уренгойское, Талинское, Ем-Еговское, Приобское, Сергинское, Кечимовское, Покачевское, Восточно-Перевальное, Курраганское и др. Пермский край: Ярино-Каменоложское, Ольховское, Троельжанское, Кыласовское, Васильевское, Губановское, Краснокамское, Козубаевское, Батырбайское, Павловское, Чашкинское, Танытское, Шемятинское и др.	Сложный состав с минеральной и органической составляющей. Преимущественно карбонат кальция и магния с примесью железистых соединений.	Скважины, глубинно-насосное оборудование, газлифтное оборудование, наземный коллектор, «Спутники», трубы тепловых печей на УТПН.
RUSSIA Western Siberia: Shaimskoye, Trekbozernoye, Ust-Balykskoye, Teterovo-Mortumyansoye, Megionskoye, Samotlorskoye, Zapadnot-Surgutskoye, Vyngapurovskoye, Novogodneye, Povkhovskoye, Belozerskoye, Prirazlomnoye, Sovetskoye, Urengoisckoye, Talinskoye, Yem-Yogovskoye, Priobskoye, Serginskoye, Kechimovskoye, Pokachovskoye, Vostochno-Perevalnoye, Kurraganskoye fields and others. Perm Krai: Yarino-Kamennolozhskoye, Olkhovskoye, Troelzhabanskoye, Kylasovskoye, Vasilyevskoye, Gubanovskoye, Krasnokamskoye, Kozubayevskoye, Batyrbaiskoye, Pavlovskoye, Chashkinskoye, Tanytskoye, Shemyatinskoye fields and others.	Complex composition with mineral and organic constituents. Predominantly calcium carbonate and magnesium carbonate with iron compounds. Calcium sulfate deposits, mainly gypsum. Admixture of mineral salts and organic matter.	Wells, downhole pumping equipment, gas lift equipment, surface collector, "satellites", heat furnace chimneys at oil treatment and pumping facility. Reservoir, well, downhole pumping equipment and field equipment.
Татарстан, Башкортостан, Саратовская область и Прикаспий, Оренбургская область, Северный Кавказ и Ставропольский край Tatarstan, Bashkortostan, Saratov Oblast and the Caspian Sea region, Orenburg Oblast, North Caucasus and Stavropol Krai		
БЕЛАРУСЬ Осташковичское, Речицкое, Давыдовское, Вишанское, Золотухинское, Некрасовское, Молодушинское BELARUS Ostashkovichskoye, Rechitskoye, Davydovskoye, Visbanskoye, Zolotukhinskoye, Nekrasovskoye, Molodushinskoye	В основном соли хлористого натрия и кальция. Отложения карбонатно-сульфатных солей. Mainly sodium and calcium chloride salts. Carbonate sulfate salt deposits.	Скважины, глубинно-насосное оборудование. Wells, downhole pumping equipment.
КАЗАХСТАН Узень, Жетыбай, Каламкас, Кумколь, Каражанбас и др. KAZAKHSTAN Uzen, Zhetybai, Kalamkas, Kumkol, Karazhanbas and others.	Сульфаты кальция и бария. Отмечен баритоцелестин, карбонатные отложения. Calcium and barium sulfates. Barytocelestite, carbonate deposits.	Скважины, глубинно-насосное и наземное оборудование. Wells, downhole pumping equipment and surface equipment.
УКРАИНА, АЗЕРБАЙДЖАН, США, КАНАДА, ВЕЛИКОБРИТАНИЯ, АФРИКА, СРЕДНИЙ ВОСТОК, ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ UKRAINE, AZERBAIJAN, US, CANADA, UNITED KINGDOM, AFRICA, MIDDLE EAST, SOUTH-EAST ASIA		

хлориды натрия (галит), оксиды и гидроксиды железа (продукты коррозии), сульфиды железа и ряд других обусловлены геологическими особенностями залежей, техническими, технологическими факторами и конкретными условиями разработки месторождений. Проблема солейотложения, преимущественно сульфатов и карбонатов щелочноземельных металлов, особенно обостряется в связи с использованием в системе ППД вод различного химического состава и изменения термодинамических условий, дегазации воды и других факторов.

other regions of the world (see table 1) [3].

Formation of scale containing calcium sulfates (gypsum, bassanite, anhydrite), calcium carbonates (calcite), magnesium carbonates (magnesite), barium sulfate (barite), strontium sulfate (celestine), sodium chlorides (halite), iron oxides and hydroxides (corrosion products), iron sulphide and other components is stipulated by geological peculiarities of the oil reservoirs, technical and technological factors and specific conditions of field development. The issue of scaling, predominantly deposition of sulfates and carbonates of alkine-earth metals, is

Известно множество способов предотвращения и удаления отложений солей, таких как: технологические, химические, физические и комбинированные.

Одним из химических способов борьбы с солевыми отложениями является обработка воды различными ингибиторами солеотложений (ИСО) [4]. Данный способ является простым в исполнении и экономически целесообразным.

Методы ингибирования солеотложений и способы дозирования ИСО представлены в таблице 2 [4, 5].

ООО «ФЛЭК» выпускает в настоящее время две марки ИСО: «ФЛЭК ИСО-4» и «ФЛЭК ИСО-5» по ТУ 2458-014-24084384-2004. Ингибитор «ФЛЭК ИСО-4» предотвращает преимущественно образование кальцита и барита, а ингибитор «ФЛЭК ИСО-5» – гипса, кальцита и барита. В 2011 году засертифицированы и промышленно производятся еще две марки ИСО: «ФЛЭК ИСО-501» и «ФЛЭК ИСО-502» (ТУ 2458-029-24084384-2011):

- «ФЛЭК ИСО-501» – для предотвращения образования барийсодержащих солей, гидроксидов и сульфидов железа, карбонатов и сульфатов кальция;
- «ФЛЭК ИСО-502» – для предотвращения образования карбонатов и сульфатов кальция, барита в высокоминерализованных средах.

aggravated due to such factors as usage of waters with different chemical composition and alteration of thermodynamic conditions for the purpose of reservoir pressure maintenance, water degassing and other factors.

There are a lot of methods of scale prevention and removal, particularly, technological methods, chemical, physical and combined ones.

One of the chemical methods includes water treatment with different scale inhibitors [4]. This is an easy-to-use and economically feasible method.

Methods of scale inhibition and substance dosing are specified in table 2 [4, 5].

FLEK currently manufactures two types of scale inhibitors: FLEK ISO-4 and FLEK ISO-5 according to the technical specification TU 2458-014-24084384-2004. FLEK ISO-4 inhibitor mainly prevents deposition of calcite and barite, while FLEK ISO-5 inhibitor prevents deposition of gypsum, calcite and barite. In 2011 the company certified and started commercial manufacture of two more types of scale inhibitors: FLEK ISO-501 and FLEK ISO-502 (TU 2458-029-24084384-2011):

- FLEK ISO-501 is meant for prevention of deposition of barium-containing salts, iron sulphides and hydroxides, calcium carbonates and sulfates;
- FLEK ISO-502 is meant for prevention of deposition of calcium carbonates and sulfates, barite

Таблица 2 – Диапазоны применимости технологий ингибирования солеотложений
Table 2 – Range of applicability for scale inhibition technology

Постоянное ингибирование <i>Continuous inhibition</i>	Периодическое ингибирование <i>Periodic inhibition</i>	Ингибирование через систему ППД <i>Inhibition via reservoir pressure maintenance system</i>
Методы ингибирования солеотложений / <i>Methods of scale inhibition</i>		
Высокодебитные скважины (предпочтительно > 80 м³/сут) с широким диапазоном обводненности (10–85%) Для контейнеров-дозаторов (дебит не более 80 м³/сут, обводненность более 70%) <i>Wells with high yield (preferably > 80 m³/day) and with wide range of water cut (10–85%) For dosing containers (yield no more than 80 m³/day, water cut above 70%)</i>	Мало- и среднедебитные скважины (< 80 м³/сут) с фиксированной обводненностью <i>Wells with small and medium yield (< 80 m³/day) with constant water cut</i>	Очаговое расположение скважин, гидродинамическая связь нагнетательных с добывающими скважинами, низкая хемосорбция ингибитора в пласте <i>Spot well location, hydrodynamic links between injection and production wells, low chemical absorption of an inhibitor in a reservoir</i>
Способы дозирования ингибитора солеотложений / <i>Methods of inhibitor dosing</i>		
С помощью БР, УДЭ в затрубное пространство скважины. БР, УДЭ на прием насоса с помощью импульсной трубки. Закачка в ПЗП при подземном ремонте. Закачка с жидкостью гидроразрыва при ГРП. С помощью контейнеров-дозаторов <i>With the use of block of reagents (BR type), electric pumping dosing unit (UDE type) into the well's annular space. BR and UDE to the pump intake with the help of pulse tube. Injection into the bottomhole formation zone in case of well servicing. Injection together with the hydraulic fracturing fluid during hydraulic fracturing. With the help of dosing containers</i>	С помощью мобильной БРХ в затрубное пространство <i>With the use of mobile block of chemical agents (BRH type) into the annular space</i>	Любой способ дозирования <i>Any dosing method</i>

Подбор ИСО для конкретного месторождения осуществляется в несколько этапов:

- физико-химический анализ воды и химический анализ солейотложений по РД 39-23-1055-84;
- прогнозная оценка вероятности образования солейотложений как в самих водах, так и при их смешении с помощью компьютерной программы Scale Calc [6];
- лабораторное тестирование ИСО как в реальных средах, так и в их имитатах с выбором оптимальной дозировки по РД 39-1-641-81;
- выбор метода ингибирования и способа дозирования ИСО;
- опытно-промышленные испытания (ОПИ) ингибиторов с инженеринговым сопровождением;
- промышленная закачка ИСО.

В период с 2006 года по настоящее время были проведены и в 2011 году продолжаются ОПИ ингибиторов на ряде месторождений Российской Федерации, Беларуси и Казахстана (таблица 3).

in highly-mineralized environments.

Scale inhibitor selection for each particular oilfield is done in several stages:

- Physical and chemical analysis of water and chemical analysis of scale according to the guiding document RD 39-23-1055-84;
- Predictive estimate of scaling probability in waters themselves and after their mixture with the use of Scale Calc software [6];
- Laboratory testing of scale inhibitors both in real environments and simulated environments, selection of the optimal dosage according to guiding document RD 39-1-641-81;
- Selection of the injection method and scale inhibitor dosing method;
- Scale inhibitors pilot testing and engineering support;
- Commercial injection of scale inhibitors.

Pilot testing of scale inhibitors has been performed from 2006 till present time at a number of oilfields in Russia, Belarus and Kazakhstan (see table 3). Pilot testing still continues in 2011.

Таблица 3 – Результаты опытно-промышленных испытаний ингибиторов солейотложений производства ООО «ФЛЭК»

Table 3 – Pilot testing results for scale inhibitors manufactured by FLEK

Объект Facility	Тип солейотложений Type of scale	Ингибитор солейотложений Scale inhibitor	Дозировка, г/м ³ Dosage, g/m ³	Метод дозирования Dosing method	СНО**** до ОПИ, сут MTBF**** before pilot testing, days	СНО**** после ОПИ, сут MTBF**** after pilot testing, days
1	2	3	4	5	6	7
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Ярино-Каменнолозское м-ие LUKOIL-PERM Yarino-Kamennolozskoye field Скв./well 293 Скв./well 929	Гипс Gypsum	ФЛЭК ИСО-5 FLEK ISO -5	50 50	Непрерывный. На прием насоса через капиллярный трубопровод Continuous. To the pump intake via capillary pipeline	115 97	309** 228**
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ЦПС «Тединка» Нефтеоборный трубопровод LUKOIL-Severneftegaz Main transfer pumping station Tedinka Gathering line	Гипс, кальцит Gypsum, calcite	ФЛЭК ИСО-5 FLEK ISO -5	15	Непрерывный. Подача в трубопровод с помощью БР Continuous. Injection into the pipeline with the use of BR	1 раз в 2 года once every two years	ОПИ с 2007 г. Pilot testing since 2007
ОАО «ТНК-Нягань» Талинское м-ие TNK-Nyagan Talinskoye field Скв./well 7849, к./cluster 349 Скв./well 11504, к./cluster 547	Кальцит, барит Calcite, barite	ФЛЭК ИСО-5 FLEK ISO -5	400 кг 400kg 400 кг 400kg	Комплексная СКО ПЗП, совмещенная с разовой закачкой ИСО Integrated hydrochloric acid treatment of the bottomhole formation zone combined with one-time injection of scale inhibitor	452 369	307*** 521****
ООО «РН-Пурнефтегаз» Южно-Харампурское м-ие RN-Purneftegaz Yuzhno-Kharampurskoye field Скв./well 437, к./cluster 65 Скв./well 454, к./cluster 44 Скв./well 836, к./cluster 16	Кальцит, барит Calcite, barite	ФЛЭК ИСО-5 FLEK ISO -5	20 15 17	Непрерывный. Подача в затрубное пространство с помощью УДХ Continuous. Injection into the annular space with the use of chemical dosing unit (UDH type)	113 109 174	216 194 214

НПУ «РИТЭКБелоярскнефть» Сергинское м-ие УВО <i>RITEKBeloyarskneft Serginskoye field Water separation unit</i>	Кальцит, барит <i>Calcite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	50	Непрерывный. Подача в установку водоотделения с помощью УДЭ <i>Continuous. Injection into the water separation unit with the use of UDE</i>	-	-
НПУ «РИТЭКБелоярскнефть» Сергинское м-ие <i>RITEKBeloyarskneft Serginskoye field</i> Скв./well 452, к./cluster 7 Скв./well 401, к./cluster 9 Скв./well 441, к./cluster 7	Кальцит, барит <i>Calcite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	30 30 30	Периодический. Подача в затрубное пространство (через 4 дня) <i>Periodic. Injection into the annular space (in 4 days)</i>	109 175 93	153 153* 121
ТПП «Покачевнефтегаз» Кечимовское м-ие <i>Pokachevneftegaz Kechimovskoye field</i> Скв./well 7240, к./cluster 734 Скв./well 7494, к./cluster 766 Скв./well 7117Л, к./cluster 751	Кальцит, барит <i>Calcite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	15 15 15	Периодический. Подача в затрубное пространство (1 раз в месяц) <i>Periodic. Injection into the annular space (once a month)</i>	152 176 286	189 202 219*
ТПП «РИТЭККозалымнефть» Восточно-Перевальное м-ие – 5 скв. <i>RITEKkogalymneft Vostochno-Perevalnoye field – 5 wells</i> Курраганское м-ие – 4 скв. <i>Kurraganskoye field – 4 wells</i>	Кальцит, барит, гипс <i>Calcite, barite, gypsum</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	30 30	Периодический. Подача в затрубное пространство с последующей продавкой жидкостью (1 раз в месяц) <i>Periodic. Injection into the annular space with further squeeze by fluid (once a month)</i>	от 30 до 482 from 30 to 482	ОПИ до декабря 2011 г. Pilot testing till December 2011.
ООО «РН- Юганскнефтегаз» Приобское м-ие – 6 скв. <i>RN-Yuganskneftegaz Priobskoye field – 6 wells. Uraineftegaz</i>	Кальцит, барит, гипс <i>Calcite, barite, gypsum</i>	ФЛЭКИСО-4 <i>FLEK ISO -5</i>	500 кг на каждую скважину 500 kg per each well	Разовая закачка ИСО с жидкостью глушения NaCl в пласт под давлением по технологии SQUEEZE <i>One-time scale inhibitor and NaCl well killing fluid injection under pressure into reservoir according to SQUEEZE technology</i>	от 22 до 171 from 22 to 171	ОПИ до ноября 2011 г. Pilot testing till November 2011.
ТПП «Ураинефтегаз» Красноленинское м-ие – 4 скв. <i>Uraineftegaz Krasnoleninskoye field – 4 wells</i>	Кальцит, барит <i>Calcite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	от 415 до 665 кг from 415 to 665 kg	Комплексная СКО ПЗП, совмещенная с разовой закачкой ИСО <i>Integrated hydrochloric acid treatment of the bottomhole formation zone combined with one-time injection of scale inhibitor</i>	от 280 до 430 from 280 to 430	ОПИ до марта 2012 г. Pilot testing till March 2012.
РУП «ПО «Белоруснефть» Малодушинское м-ие Скв. 40 <i>Belorusneft Malodusinskoye field Well 40</i>	Галит, барит <i>Halite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	100	Постоянный. Подача в затрубное пространство <i>Continuous. Injection into the annular space</i>	-	ОПИ с 2009 г. Pilot testing since 2009.
АО НК «КазМунайГаз» Узеньское м-ие <i>KazMunayGaz Uzen filed</i> Скв./well 5313 Скв./well 5658 Скв./well 7109	Кальцит, барит <i>Calcite, barite</i>	ФЛЭКИСО-5 <i>FLEK ISO -5</i>	25 40 33	Непрерывный. На прием насоса через капиллярный трубопровод <i>Continuous. To the pump intake via capillary pipeline</i>	25 25 25	136 136 136

ПРИМЕЧАНИЯ:

* – испытания приостановлены по желанию заказчика;

** – после положительных результатов ОПИ промышленная закачка ингибиторов;

*** – произошел отказ подземного оборудования по причине R-0 (при комиссионном разборе на поверхности рабочих органов насосного оборудования обнаружено незначительное количество неорганических солей)

**** – на момент подписания акта подземное оборудование находилось в рабочем состоянии;

***** – СНО – средняя наработка на отказ;

«-» – информация конфиденциальная.

NOTES:

- * – tests suspended at the client's request;
 ** – commercial injection of scale inhibitors after successful pilot tests;
 *** – failure of downhole equipment due to R-O reason (during inspection of the pumping equipment's operating elements on the surface, insignificant amounts of nonorganic salts were detected);
 **** – at the moment of signing the report downhole equipment was operational;
 ***** – MTBF – mean time between failures;
 «-» – confidential information.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Аширов, К. Б., Кашавцев, В. Е., Маслянец, Ю. В. Мониторинг процесса солеобразования при добыче нефти / К. Б. Аширов [и др.] // Интервал. – 2002. №6 (41). – С. 54–58.
2. Михель, В. Д. Методы предупреждения солеотложений в ОАО «Самотлорнефтегаз» / В. Д. Михель // Инженерная практика. – 2009. – Декабрь. – С. 53–59.
3. Кашавцев, В. Е., Мищенко, И. Т. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
4. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина - УППН: Учебное пособие / В. Н. Глуценко, М. А. Силин, О. А. Пташко, А. В. Денисова. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
5. Моделирование солеобразования при нефтедобыче и технологии их предупреждения / В. Рагулин [и др.] // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2003. – №6. – С. 42–47.
6. Кашавцев, В. Е., Мищенко, И. Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 134 с.

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА / EDITORIAL BOARD COLUMN

ОТ КАЧЕСТВА РАСКЛИНИВАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ ЗАВИСИТ ОКУПАЕМОСТЬ ГРП

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



В журнале «Время колтюбинга» № 36 опубликована весьма важная с научно-технической точки зрения статья Т.Л. Тамамянца, Е.И. Пискуна ОАО «НПО «Бурение» «Оценка расклинивающих материалов для гидроразрыва пласта в конкретных горно-геологических условиях месторождений России».

Важность этой статьи заключается в том, что ГРП, как раньше, так и теперь, рассматривается как обязательный способ в процессе заканчивания скважин после бурения и вызова притока нефти и газа.

Ознакомление со статьей не вызывает, безусловно, дискуссионных чувств, а скорее всего, подтверждает высказанное мнение авторов этой, еще раз повторяю, важной статьи относительно того, что от качества расклинивающих материалов (РМ) зависят надежды на окупаемость дорогостоящего способа вызова притока флюида.

И в этом отношении привлекает своей глубокой информативностью рисунок 1, из которого видно, что в действительности от качества РМ зависит в целом качество проведенного ГРП, ибо из пяти примеров почти в каждом можно увидеть влияние типа РМ от проницаемости в трещине пласта после ГРП.

Отсюда единственно правильный вывод: оптимальный выбор РМ для ГРП максимально снижает вынос РМ в ствол скважины и облегчает освоение скважины и вывод ее на проектный технологический режим.

Однако здесь возникает серьезный вопрос: как успеть справиться с получением рекомендаций по выбору типа РМ в НПО «Бурение», если заказчик с технико-экономической точки зрения желает по большому количеству скважин (что называется, в «массовом порядке») провести ГРП?

Отсюда снова вытекает следующее: значит, на этапе проектирования ГРП специалист должен иметь возможность с помощью инновационного решения управлять свойствами РМ.

THE QUALITY OF PROPPING MATERIALS DETERMINES THE PROFITABILITY OF HYDRAULIC FRACTURING

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

No 36 of the Coiled Tubing Times Journal presents an article by T.L. Tamamians and Ye.I. Piskun from Research and Production Association "Burenie" entitled 'Evaluation of hydraulic fracturing propping materials in specific geological and technological environment of Russian fields' and covering important scientific and technical issues.

The relevance of the article is in its dealing with hydraulic fracturing which has been considered as an unavoidable method to be used in the course of well completion upon drilling and well stimulation.

The article provokes no controversy, appealing to support the opinion of the authors who state that it is the quality of propping materials (PM) that determines whether the expensive method of stimulating fluid movement is going to pay back.

Chart 1 is highly informative in this respect as it demonstrates that the quality of PM is, indeed, fundamental for successful hydraulic fracturing. Practically each of the five cases described reflects the influence of PM type on the fracture permeability after hydraulic fracturing.

The only conclusion to be drawn is that the optimum choice of PM for hydraulic fracturing prevents the PM being carried out back to the wellbore and facilitates well completion and bringing the well to the planned production.

However, an urgent question is how to promptly handle recommendations on the type of PM at "Burenie" if a customer finds it technically and economically relevant to have hydraulic fracturing performed in a great number of wells (so to say, 'en masse').

The answer is: at the projecting stage a specialist should be given an opportunity to employ innovative solutions in order to control the characteristics of the propping materials.

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

COAL BED METHANE

Мировые запасы метана угольных пластов оцениваются в 260 трлн куб. м. и превышают запасы природного газа, составляющие 190 трлн куб. м. Однако в отличие от обычного голубого топлива, практически все они являются трудноизвлекаемыми, поскольку содержатся в плотных пластах угля, причем содержание газа возрастает до величин, экономически оправдывающих добычу, только на достаточно большой глубине залегания угольного пласта. Поэтому и добыча, и подготовка к использованию требуют значительных капиталовложений.

Прежде всего должны «сойтись» условия, способные обеспечить успешную разработку. Во-первых, удельное содержание газа в угле должно составлять от 15 до 30 куб. м на тонну. Во-вторых, проницаемость пласта должна находиться в диапазоне 30–50 миллидарси. И, в-третьих, глубина разработки в идеале не должна превышать 1200 м, поскольку на больших глубинах давление возрастает до величин, препятствующих извлечению газа, растут расходы на бурение.

Промышленная добыча метана угольных пластов началась в США в начале 1980-х годов. В настоящее время там создана целая отрасль промышленности по добыче такого газа. За последние 10 лет добыча метана из специальных скважин возросла до 70 млрд куб. м/год. В этой отрасли в США работают более 200 компаний. Себестоимость добычи составляет от 115 до 305 долларов на 1000 куб. м. С учетом транспортировки, а потребитель должен находиться недалеко, это тоже условие успешной добычи метана, стоимость тысячи кубов возрастает приблизительно на пять долларов.

В России суммарные ресурсы метана угольных пластов, по данным экспертов, оцениваются в объеме порядка 83 трлн куб. м. Большая их часть расположена в Сибири и на Дальнем Востоке. Однако в стране, являющейся мировым экспортером природного газа, нетрадиционные источники углеводородов обречены на второстепенные роли. Тем более что стоимость их добычи здесь обходится значительно выше стоимости добычи газа из традиционных коллекторов.

Проекты по разработке метана угольных пластов, наверное, имели бы в РФ вовсе немного шансов на развитие, если бы не необходимость снизить аварийность при эксплуатации угольных шахт.

World reserves of coal bed methane are estimated at 260 trillion cubic meters. They exceed the natural gas reserves estimated at 190 trillion cubic meters. However, unlike natural gas almost all the methane reserves are hard to recover as they are located in dense coal beds. Moreover, gas concentrations that are economically feasible to be produced are located in rather deep coal beds. That is why both production of this type of gas and preparation for its utilization require considerable investments.

To have successful methane production several conditions should coincide. First of all, gas content in the coal bed shall be from 15 to 30 cubic meters per ton. Secondly, bed permeability shall be within the range of 30–50 millidarcy. Thirdly, the mining depth, ideally, shall not exceed 3,937 feet, because in deeper beds higher pressure prevents gas extraction and drilling costs increase.

Commercial production of coal bed methane started in the United States in early 1980-s. Currently they have a separate industry sector to produce this type of gas. Over the recent years methane production from special wells increased to 70 billion cubic meters per year. More than 200 companies work in this industry in the US. Gas production cost is 115 to 305 US dollars per 1,000 cubic meters. With account of transportation, and the consumers should be located far away (this is also a precondition for successful production), the cost of one thousand cubic meters of gas will increase by about five dollars.

Experts estimate Russian reserves of coal bed methane at about 83 trillion cubic meters. The majority of reserves are located in Siberia and Far East. However, in the country being the world's leading natural gas exporter unconventional gas sources are doomed to play a secondary role. The more so, because the cost of coal bed methane production in Russia is much higher than the cost of conventional gas production.

Except for necessity to reduce accident rate during operation of coal mines, coal bed methane production projects should not have any chances for development in Russia.

Coal beds degassing is part of the coal mining technology. Traditionally degassing is done with the use of forced ventilation of mine bottoms, but this method is not very much reliable to ensure safety of works and not economically feasible because of low methane concentrations in such gas-air mixture. That is why usually gas mixture from mines is simply discharged into the atmosphere. Another way of degassing is drilling of wells 3-5 years before the start of coal production. At the stage of new mines construction drilling of horizontal, vertical-horizontal, slanted-horizontal and multilateral wells can be quite efficient, especially if there will be a tendency of drilling speeds increase and cost reduction. This task can be perfectly resolved by coiled tubing drilling.

Thus, we see that there are two main methods of coalmine

Дегазация угольных пластов – часть методологии шахтной добычи угля. Традиционно дегазация осуществляется с помощью принудительной вентиляции забоев, но этот метод не слишком надежен для обеспечения безопасности работ и, кроме того, дальнейшее использование нецелесообразно с экономической точки зрения, поскольку в такой воздушной смеси процент метана невелик. Поэтому выведенная из шахты смесь газов обычно просто выбрасывается в атмосферу. Еще один способ дегазации – бурение скважин – 3–5 лет до начала разработки пластов. На стадии строительства новых шахт технологии бурения горизонтальных, вертикально-горизонтальных, наклонно-горизонтальных, многоствольных скважин могут быть весьма эффективны, особенно если будут наблюдаться тенденции увеличения скорости бурения при снижении затрат. Эту задачу блестяще решает колтюбинговое бурение.

Таким образом, известны два основных способа добычи шахтного метана. Первый – добыча из нетронутых угольных пластов. И второй – его извлечение на полях уже действующих шахт. В настоящее время повсеместная практика добычи метана угольных пластов состоит из бурения скважин с последующим гидроразрывом угольного пласта для увеличения газоотдачи.

Обычно добыча метана ведется пробуренными по пласту неглубокими горизонтальными скважинами протяженностью до 1500 м, затем газ поступает на очистительную фабрику, где в соответствии с техническими требованиями обезвоживается, фильтруется, сжимается и далее по газопроводу высокого давления подается потребителям.

Разработанные технологии извлечения метана из угольных пластов могут быть также востребованы для добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов из низкопроницаемых коллекторов и для извлечения остаточных запасов газа на традиционных месторождениях в условиях низкого пластового давления и обводненности фонда скважин.

Проблема дегазации угля и утилизации метана весьма актуальна, в частности, в Кузбассе. Здесь проекты по добыче метана угольных пластов не только помогут обезопасить труд шахтеров, но и значительно изменят структуру топливного баланса региона, поскольку уровень газификации Кемеровской области ныне составляет всего 1,8%, тогда как в среднем по России этот показатель равен 63,1%. В настоящее время промышленность и энергетика региона в основном работают на угле. Так что освоение метана угольных пластов – задача регионального значения. Потенциальные запасы кузбасского метана до глубины 1800 м оцениваются экспертами в более чем 13 трлн куб. м. При этом, в отличие от Воркутинского месторождения, также потенциально богатого

methane production. First one – production from the unmined coal beds. The second one – its production from already operating mines. Currently the most widespread practice of coal bed methane production includes well drilling with subsequent hydraulic fracturing of a coal bed to enhance gas recovery.

Usually methane production is done via shallow horizontal wells 4,921-feet long drilled in the coal bed. Then the gas comes to the gas treatment facility where in accordance with technical specifications it is dehydrated, filtered, compressed and then supplied to consumers via a high pressure gas pipeline.

The technologies of coal bed methane production can also be useful for production of hardly recoverable hydrocarbon reserves from low-permeability collectors and for recovery of residue gas reserves at traditional fields in the context of low reservoir pressure and watered-out well stock.

The issue of coal degassing and methane disposition is quite pressing, particularly in the Kuznetsk Basin (Kuzbass). Implementation of coal bed methane production projects will allow both increasing safety of the Kuzbass's miners and considerably changing the structure of the region's fuel balance since the level of gasification in Kemerovo Oblast is currently only 1.8% while the average gasification level in Russia is 63.1%. At present the region's industry and energy sectors are mainly using coal as fuel. So, development of coal bed methane reserves is an objective of regional importance. Potential methane reserves in the Kuzbass region (to the depth of 5,906 feet) are estimated at more than 13 trillion cubic meters. Moreover, unlike Vorkutinskoye field, which is also potentially rich in coalmine methane reserves, Kuzbass has the whole necessary infrastructure.

Development of coal bed methane in this region started on April 23, 1998 when the Administration of the Kemerovo Oblast signed an agreement with Gazprom. And in 2001 within the framework of fulfillment of the orders of the Russian president, Gazprom started implementation of an innovative project Coal Bed Methane of Kuzbass.

In 2005 Gazprom created a research site to test the technology of coal bed methane production on the Taldinskoye coal field with gas reserves of 45.8 billion cubic meters. Here the scientists of Gazprom Promgaz developed a technology of coal gas production and drilled four wells on which the whole set of geophysical, core and hydrodynamic studies was performed. Alexey Mastepanov, Advisor to the Deputy Chairman of the Board of Gazprom when delivering a speech at the 9th Russian Petroleum and Gas Congress said: "Virtually, there was created a basis to start pilot production of coal bed methane. Within the framework of this project the scientists of our subsidiary company developed a technology of coal methane production, for the first time in Russia".

31 Russian and international patents were issued for the whole technological cycle – from coal gas exploration to its utilization. In addition, two thirds of equipment used during implementation of this pilot project is of domestic manufacture. In 2009 seven exploratory wells were put into pilot operation at the first pilot sector of Taldinskoye coal field. Gazprom Dobycha Kuznetsk, a 100%-owned subsidiary of Gazprom, is the license holder. In February 2010 Gazprom

запасами шахтного метана, здесь имеется необходимая инфраструктура.

Начало освоению угольного метана в данном регионе было положено 23 апреля 1998 года подписанием соглашений между администрацией Кемеровской области и Газпромом. А в 2001 году Газпром в рамках выполнения поручений президента РФ приступил к реализации инновационного проекта «Метан угольных пластов Кузбасса».

В 2005 году на Талдинском месторождении, запасы газа которого составляют 45,8 млрд куб. м, создан научный полигон ОАО «Газпром» по отработке технологии добычи метана из угольных пластов. Здесь учеными ОАО «Газпром промгаз» была разработана технология добычи угольного газа и построены четыре скважины, на которых выполнен полный комплекс геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Советник заместителя председателя правления ОАО «Газпром» Алексей Мастепанов в своем выступлении на 9-м Всероссийском нефтегазовом конгрессе отметил: «По сути, был создан плацдарм для начала пробной добычи метана угольных пластов. В целом в рамках этого проекта учеными нашей дочерней организации была впервые в России разработана технология добычи угольного метана».

На весь технологический цикл – от разведки угольного газа до его использования – получен 31 патент международного и российского образца. При этом две трети оборудования, применяющегося при реализации экспериментального проекта, отечественного производства. В 2009 году на первом опытном промысловом участке на Талдинском месторождении была начата пробная эксплуатация семи разведочных скважин. Недропользователем является ООО «Газпром добыча Кузнецк», 100-процентное дочернее общество ОАО «Газпром». В феврале 2010 года на Талдинском месторождении ОАО «Газпром» запустило первый в России промысел по добыче угольного газа.

В 2010 году состоялась церемония пуска первого метано-угольного промысла в России. В церемонии пуска принял участие президент Российской Федерации Дмитрий Медведев. Газпром уже добыл на этом промысле в режиме пробной эксплуатации 4,9 млн куб. м угольного метана.

В настоящее время продолжается пробная добыча метана из разведывательных скважин и его подача на газопоршневую электростанцию (ГПЭС) и автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС). Таким образом, добытый метан используется для выработки электроэнергии и применяется в качестве моторного топлива. Со следующего года планируется строительство эксплуатационных скважин, а в 2015 году – промышленная разработка

launched the first in Russia field to produce coal bed gas.

In 2010 a ceremony to commission the first coal bed methane field in Russia was held. The ceremony was attended by Dmitry Medvedev, the president of the Russian Federation. Gazprom has already produced (as pilot production) 4.9 million cubic meters of coal methane from this field.

Currently the company continues pilot methane production from the exploratory wells and its supply to the gas engine power plant and automobile gas-filling compressor stations. Thus, the produced methane is used for power generation and as motor fuel. Drilling of production wells is planned to start next year and commercial development of Taldonskoye and Naryksko-Ostashkinskoye fields to be launched in 2015. Gas resources of the Naryksko-Ostashkinskoye field amount to 918 billion cubic meters and gas reserves, according to preliminary estimates, may amount to 35 billion cubic meters. At the stage of pilot commercial development it is planned to drill more than 500 wells before 2015. According to the business plan, the total of 1,650 wells will be drilled and the plateau rate of methane production will amount to 4 billion cubic meters per year.

In the long-term it is planned to increase the production rate to 18–21 billion cubic meters per year. This will allow satisfying gas demand not only in Kemerovo Oblast but also in other regions of the southern part of Western Siberia.

Coal bed methane production project is an innovative one and is of the national importance. It is aimed at establishment of a new gas subsector in Russia that will become an important part of the whole Russian mining industry. The main objectives of the project are as follows: improving safety of underground coal mining; establishment of the energy base of the region and infrastructure for further social and economic development; creation of additional jobs; improvement of ecological situation in the coal mining regions. Alexey Mastepanov emphasizes that the project is of ultimate importance, because methane is the most dangerous enemy of miners claiming lives of dozens of miners every year. And in this case methane will bring heat and light into the people's homes becoming a friend instead of an enemy.

However, in order to increase the investment potential of the coal bed methane production projects that are quite capital intensive, it is necessary to update the legal framework. As a primary effort Gazprom proposed to classify coal bed methane as a new type of mineral resource. For this it is necessary to introduce a new entry – “Natural gas (methane) from coal deposits” – into the Russian Classification of Natural Resources and Groundwaters. Tax stimulation, particularly, establishment of a zero tax rate for the production of this type of natural resource shall become the next stage of legal framework improvement and the main type of state support. Measures proposed by Gazprom will give a new impetus to the development of coal bed gas production in Russia and will allow both increasing the number of raw materials sources for the domestic gas industry and largely improving work safety at the coal mines due to reduction of coal methane discharges. ©

Victoria GREK, Ivan SIDOROV, Coiled Tubing Times

Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадей. Ресурсы газа на Нарыкско-Осташкинской площади достигают 918 млрд куб. м, а запасы, по предварительным оценкам, могут составить 35 млрд куб. м. Всего до 2015 года на стадии опытно-промышленной разработки планируется пробурить более 500 скважин. В целом в соответствии с бизнес-планом будет построено 1650 скважин, а стабильный уровень добычи метана достигнет 4 млрд куб. м в год.

В долгосрочной перспективе планируется довести объемы до 18–21 млрд куб. м в год, что позволит удовлетворить потребности в газе не только Кемеровской области, но и других регионов юга Западной Сибири.

Проект добычи метана из угольных пластов является инновационным и имеет общегосударственное значение. Он направлен на создание в России новой газовой подотрасли, которая станет важной составной частью добычного комплекса. Проект ставит своими целями повышение безопасности подземной добычи угля; создание энергетической базы в регионе страны и инфраструктуры для дальнейшего социально-экономического развития; создание дополнительных рабочих мест; улучшение экологической обстановки в угледобывающих регионах. Алексей Мастепанов особо подчеркивает, что для Кемеровской области реализация проекта имеет огромное значение, поскольку для шахтеров метан – самый опасный враг, который ежегодно уносит жизни десятков человек. А в данном случае он несет тепло и свет в дома и превращается из врага в друга.

Однако для повышения инвестиционной привлекательности проектов по добыче угольного метана, которые являются весьма капиталоемкими, необходимо совершенствование нормативно-правовой базы. В качестве первоочередной меры Газпром предложил классифицировать метан угольных пластов как новый вид полезного ископаемого. Для этого необходимо включить в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод «Газ природный (метан) угольных месторождений». Следующим этапом совершенствования нормативно-правовой базы и основным видом государственной поддержки может стать налоговое стимулирование в виде применения нулевой ставки налога на добычу этого полезного ископаемого. Предлагаемые Газпромом меры дадут новый толчок развитию добычи газа из угольных пластов в России и позволят не только существенно расширить сырьевую базу отечественной газовой промышленности, но и значительно повысить безопасность работ на угольных шахтах за счет снижения выбросов угольного метана. ©

Виктория ГРЕК, Иван СИДОРОВ, «Время колтюбинга»

- Газ из угольных пластов лучше природного, содержание метана в нем может достигать 98%.
- Имеющаяся в России ресурсная база позволяет развернуть добычу метана из угольных пластов в промышленном масштабе. В России насчитывается несколько крупных угольных бассейнов. Ресурсы газа угольных пластов Тунгусского бассейна оцениваются в 20 трлн м³, суммарные ресурсы Ленского и Таймырского бассейнов – в 11 трлн м³, Печорского – в 1,942 трлн м³, Южно-Якутского – в 0,920 трлн м³. Однако при экономической оценке добычи угольного метана в данных бассейнах необходимо учитывать удаленность от конечного потребителя и неразвитую инфраструктуру регионов.
- В последние годы начаты интенсивные работы по извлечению метана в Австралии, Китае, Канаде, Польше, Германии и Великобритании.
- В Китае ресурсы метана угольных пластов составляют до 35 трлн м³. Интерес к извлечению метана из угольных пластов стал здесь проявляться в начале 1990-х годов. За прошедшие 10 лет китайскими и иностранными специалистами пробурено более 100 опытных скважин на территории угольных бассейнов в восточной части страны. В 2009 году началось строительство более 3600 буровых скважин для его добычи. Тем не менее в результате добычи угля в Китае выбросы метана в атмосферу составляют 6–19 млрд м³ в год.
- В Канаде начались экспериментальные работы по извлечению метана на участке Паллисер в провинции Альберта. Канадский газовый комитет прогнозирует, что метан угольных пластов, ресурсы которого составляют около 8 трлн м³ (тогда как ресурсы традиционного газа в стране – 5 трлн м³), в будущем станет основным видом добываемого газа в ряде районов Канады.
- В Великобритании известная компания Coalgas Ltd ведет добычу метана из двух заброшенных шахт – «Маххрам», расположенной недалеко от города Мансфилд, и «Ститлей». Компания разработала альтернативный метод извлечения метана посредством его откачки через вентиляционные стволы шахт, куда он поступает из неотработанных угольных пластов.
- Coal bed gas is better than the natural gas; methane concentrations in such a gas can amount to 98%.
- Raw materials sources available in Russia allow organizing commercial production of coal bed methane. There are several large coal basins in Russia. Coal bed gas resources of the Tungusky basin are estimated at 20 trillion cubic meters; total resources of the Lensky and Taimyrsky basins are estimated at 11 trillion cubic meters, Pechorsky basin – at 1.942 trillion cubic meters, Yuzhno-Yakutsky basin – at 0.920 trillion cubic meters. However, during economic assessment of the coal bed methane production in these regions it is necessary to take into account the remoteness from the end users and poorly developed infrastructure in the regions.
- In recent years Australia, China, Canada, Poland, Germany and United Kingdom started active works on methane production.
- In China coal bed methane resources are estimated at up to 35 trillion cubic meters. Interest in the production of this type of gas appeared in early 1990-s. Over the recent decade Chinese and foreign experts drilled more than 100 pilot wells on the territory of coal basins located in the eastern part of the country. In 2009 they started the construction of more than 3,600 wells for methane production. Nevertheless, as a result of coal production in China methane discharges into the atmosphere are 6–19 billion cubic meters per year.
- Canada started experimental works on methane production at Palliser region, Alberta province. Canadian Gas Potential Committee forecasts that coal bed methane, which resources are estimated at about 8 trillion cubic meters (while conventional gas resources in the country are estimated at 5 trillion cubic meters), will in the future become the main type of gas produced in some regions of Canada.
- In the United Kingdom a well-known company Coalgas Ltd is producing methane out of two abandoned mines – Makhram near Mansfield, and Steetley. The company has developed an alternative method of extracting methane by pumping it out through ventilation shafts where it comes from unmined coal beds.

Мероприятие проводится при поддержке:



АО ФНБ «Самрук-Казына»



Министерство нефти и газа РК

Организатор:



4 октября, 2011 г.

г. Астана, Казахстан,
Дворец Мира и Согласия

7-й Ежегодный Международный Симпозиум по Интенсификации
Добычи Нефти и Газа

2-я Ежегодная Международная Выставка по Интенсификации
Добычи Нефти и Газа

2-ая Международная Церемония Награждения
«Oil and Gas Production Awards 2011»

Тел. в Алматы: +7 727 329 05 84/85

+7 727 272 39 03

+7 727 272 31 52

Тел. в Астане: +7 7172 59 11 98

Моб.: +7 701 757 88 75

+7 701 757 88 76

+7 701 757 88 78

+7 701 757 88 73



WWW.CASPIAN-EVENTS.KZ



4 октября 2011 г.

г. Астана, Казахстан
Дворец Мира и Согласия



2-я Ежегодная Международная Конференция «Caspian Offshore Conference»

1-я Международная Выставка «Caspian Offshore Exhibition»

Мероприятие проводится при поддержке:



**САМРУК
КАЗЫНА**

АО ФНБ «Самрук-Казына»



Министерство нефти и газа РК

По вопросам программы и выступления, регистрации делегатов,
выставочных площадей и рекламным возможностям, звоните:

Тел. в Алматы: +7 727 329 05 84/85

+7 727 272 39 03

+7 727 272 31 52

Тел. в Астане: +7 7172 59 11 98

Моб.: +7 701 757 88 75

+7 701 757 88 76

+7 701 757 88 78

+7 701 757 88 73



www.caspian-events.kz

ПОД ЗНАКОМ МОДЕРНИЗАЦИИ

MODERNIZATION IS A TREND

Двадцатые числа июня – привычное время самого масштабного ежегодного события российской нефтегазовой отрасли. С 21 по 24 июня 11-я Московская международная выставка «Нефть и Газ»/MIOGE 2011 прошла на одной из лучших выставочных площадок столицы – в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр» на Красной Пресне. Одновременно с выставкой состоялся 9-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2011. Оба эти мероприятия традиционно дополняют друг друга, словно опровергая пословицу: «Лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать». Здесь «увидеть» и «услышать» гармонично дополняют друг друга, принимая в триаду «пообщаться в неформальной обстановке», так что сочетание возможностей, предоставляющихся заинтересованным участникам, трудно переоценить.

Организатором этих мероприятий выступила международная Группа компаний ITE, главным партнером выставки и конгресса стало Министерство энергетики Российской Федерации. Официальную поддержку оказали Министерство природных ресурсов и экологии РФ и Российский союз промышленников и предпринимателей. В качестве генерального информационного партнера выступила ежедневная газета «Ведомости». Информационную поддержку выставке и конгрессу оказывал и журнал «Время колтюбинга».

В церемонии открытия выставки приняли участие директор Департамента переработки нефти и газа Министерства энергетики РФ Пётр Дегтярев, президент Союза нефтепромышленников России Геннадий Шмаль, ректор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Виктор Мартынов, вице-президент Российского союза промышленников и предпринимателей Виктор Черепов и другие высокопоставленные представители нефтегазового комплекса России.

В этом году в MIOGE 2011 приняли участие более 1000 компаний из 40 стран мира, прежде всего, из России, Великобритании, Венгрии, Германии, Ирана, Италии, Канады, Китая, Норвегии, Польши, США, Финляндии, Франции, Швейцарии, Японии. Экспозиция занимала 25 000 кв. м выставочной площади. За четыре дня работы выставку посетили более 20 тысяч специалистов отрасли.

Наверное, нелишним будет указать основные тематические разделы выставки, поскольку даже простое перечисление свидетельствует о масштабе мероприятия:

- Геология и геофизика;

The end of June is a traditional time to hold the biggest annual event in Russian oil and gas industry. From June 21 to June 24 the 11th Moscow International Oil and Gas Exhibition 2011 (MIOGE 2011) was held in one of the best exhibition centers of Moscow – Central Exhibition Complex “Expocentre” in Krasnaya Presnya street. The 9th Russian Petroleum and Gas Congress 2011 (RPGC 2011) was held simultaneously with the exhibition. These two events are complementing each other, as though contradicting the proverb: seeing once is better than hearing twice. In this case we have a harmony of “seeing”, “hearing” and “informal communication” components, so that the possibilities available for the stakeholders during these events cannot be underestimated.

The two events were organized by ITE Group with Russian Ministry of Energy being the main partner of the exhibition and the congress. Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation and Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs rendered official support. Vedomosti daily was the main information partner of the events. Coiled Tubing Times Journal also rendered information support to the exhibition and the congress.

The exhibition opening ceremony was attended by Pyotr Degtyarev, Director of Oil and Gas Processing Department, Ministry of Energy of the Russian Federation, Gennady Shmal, President of the Russian Union of Oil and Gas Producers, Victor Martynov, Rector of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Victor Cherepov, Vice-President of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs and other high-ranking representatives of the Russian oil and gas industry.

More than 1,000 companies from 40 countries of the world, including Russia, United Kingdom, Hungary, Germany, Iran, Italy, Canada, China, Norway, Poland, United States of America, Finland, France, Switzerland, Japan participated this year in MIOGE 2011. The exposition covered the area of 25,000 square meters. Over the period of four days more than 20 thousand industry specialists attended the exhibition.

It is also worth mentioning the topics of the exhibition, just to demonstrate the scope of the event:

- Geology and geophysics;
- Oil and Gas production;
- Development, construction and operation of onshore and offshore oil and gas wells;
- Transportation and storage of oil, oil products and gas;

MODERNIZATION IS A TREND

- Добыча нефти и газа;
- Разработка, строительство и эксплуатация нефтяных и газовых скважин на суше и на море;
- Транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа;
- Трубы и трубопроводы;
- Переработка нефти и газа. Нефтехимия. Газохимия;
- Сервисные услуги;
- Экологическая, промышленная и пожарная безопасность. Охрана труда;
- Оборудование для нефтегазовой промышленности;
- Автоматизация и КИП.

Свои новейшие технические и технологические разработки на MIOGE 2011 представили такие ведущие зарубежные компании, как ABB, Cameron, Caterpillar, CNPC, GE, National Oilwell Varco, Schneider Electric, Siemens, Yokogawa Electric и др.

Активно выступили крупнейшие российские компании: Роснефть, Газпром с рядом своих «дочек», Газпром нефть, Башнефть, Татнефть, Зарубежнефть, Транснефть, Росшельф, Буровая компания «Евразия», Группа ГМС, Интегра, Кунгур, Римера, Ринко Альянс, Трубная металлургическая компания (ТМК) и др.

Из международных нефтегазосервисных компаний наиболее ярко показали себя на выставке Шлюмберже и Weatherford.

Колтюбинговые установки были представлены на открытой площадке только одним производителем. Как, впрочем, и в прошлом году. Посетители выставки имели возможность лицезреть установку тяжелого класса МК30Т производства лидера российского рынка нефтегазосервисного оборудования «Фидмаш», совместного с NOV закрытого акционерного общества. Установка МК30Т была представлена в рабочем положении – так, как она выглядит при выполнении работ на скважине, и не могла не впечатлить своей мощностью.

Канадская компания «Формост Индастриз» предоставила информацию о гибридных колтюбинговых установках высокой грузоподъемности. Еще несколько заводов-изготовителей, в частности российская компания «РГМ-Нефть-Газ-Сервис» и китайская Yantaj Jeren Petroleum Equipment & Technologies Co. LTD., разместили информацию о производимом ими колтюбинговом оборудовании на своих стендах.

ООО «Акмаш-холдинг» продемонстрировало цепи инжектора колтюбинговых установок, выполненные из высококачественных отечественных материалов. ►



- Pipes and pipelines;
- Oil and gas processing. Petroleum chemistry. Gas chemistry;
- Services;
- Health, safety and environment. Labor safety;
- Equipment for oil and gas industry;
- Automation, monitoring and measuring instruments.

Such leading foreign companies as ABB, Cameron, Caterpillar, CNPC, GE, National Oilwell Varco, Schneider Electric, Siemens, Yokogawa Electric and others presented their latest technical and technological developments at MIOGE 2011.

The following Russian companies also actively participated in the event: Rosneft, Gazprom with a number of its subsidiaries, Gazprom Neft, Bashneft, Tatneft, Zarubezhneft, Transneft, Rosshelf, Eurasia Drilling Company, HMS Group, Integra, Kungur, Rimera, Rinko Alliance, OAO TMK and others.

Out of international oil and gas service companies Schlumberger and Weatherford had the most spectacular expositions.

Coiled tubing units were showcased in the outdoor area and were represented by only one manufacturer, like during the last year's exhibition. Exhibition visitors had an opportunity to see the MK30T heavy coiled tubing unit manufactured by the leading company on the Russian oil and gas service equipment market – Fidmash, a joint company with NOV. MK30T unit ►

Разнообразное вспомогательное оборудование для различных сервисных операций показало ОАО «Сибнефтемаш». Воздухоразделительные системы представило ЗАО «Грасис», а азотные компрессорные станции – ООО «Тегас». Ряд крупногабаритных агрегатов, в том числе агрегат нагрева жидкости, привезла на выставку компания «Первомайскхиммаш».

Специалисты нефтегазового сервиса имели хорошую возможность в процессе посещения выставки ознакомиться с новинками внутрискважинного оборудования и инструмента таких производителей, как ННПФ «Пакер», ООО «Югсон-Сервис», ООО «Пакер Тулз», ООО БСК РИНАКО, ЗАО «ОКБ «Зенит» и др. ООО «НПП «Буринтех» показало внутрискважинный инструмент и оборудование для резки и проводки боковых стволов. ООО «Биттехника» продемонстрировало оборудование для резки боковых стволов с клина-отклонителя. Компания NOV ASEP Elmar представила полный набор оборудования для обслуживания скважин при помощи кабельных технологий – начиная от буровой лебедки и заканчивая системами контроля давления.

Экспозиция MIOGE 2011 собрала значительное число стендов, посвященных геофизике. Свои разработки и возможности продемонстрировали компании «Башнефтьгеофизика», GEOTECH Холдинг, НПП ВНИИГИС, ГТ НПП «Геофизика», ЗАО «ГИСПрибор-М», «Севморнефтьгеофизика» и др.

Инновационные разработки представили лидеры отечественной нефтепромышленной химии компании «Зиракс» и «Миррико».

При всей в хорошем смысле традиционности MIOGE 2011 стоит отметить тенденцию, ставшую заметной в этом году. Очень многие экспоненты стремились показать самые новые разработки, иногда – едва «вылупившиеся» из статуса опытных образцов. Этот тренд, очевидно, свидетельствует об успешном преодолении отраслью экономического кризиса и нацеленности на модернизацию, о которой так много говорится.

Именно под знаком необходимой модернизации отрасли прошел 9-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC 2011, ведущий в стране нефтегазовый форум. В его работе приняло участие более тысячи делегатов, в том числе руководителей компаний – лидеров отрасли, отраслевых министерств и ведомств, нефтегазовых ассоциаций и финансово-инвестиционных компаний. В пленарных заседаниях и тематических секциях было задействовано около сотни докладчиков – авторитетнейших специалистов в своих областях знаний.

Первое пленарное заседание было посвящено общим вызовам, стоящим перед нефтегазовыми державами мира, а именно энергетической безопасности, сокращению ресурсов высокорентабельных углеводородов, диверсификации маршрутов транспортировки углеводородов, предотвращению

was showcased in an operating position, as it looks like when it operates on a well. It really impressed the exhibition visitors.

Canadian company Foremost Industries presented information about heavy-duty hybrid coiled tubing units. Some more manufacturers, particularly, Russian RGM-Neft-Gaz-Servis and Chinese Yantaj Jeren Petroleum Equipment & Technologies Co. LTD. placed on their stands information about their coiled tubing equipment.

Akmash-Holding demonstrated coiled tubing injector chains manufactured of high-quality domestic materials. Sibneftemash showcased auxiliary equipment for different service operations. Air separation systems were demonstrated by Grasis and nitrogen compressor stations were showcased by Tegas. Pervomaishkhimash demonstrated a number of large units including fluid heating unit.

Oil and gas service specialists had a good opportunity at the exhibition to get acquainted with new downhole equipment and tools manufactured by such companies as Paker, Yugson-Servis, Paker Tools, BSK RINAKO, OKB ZENIT and others. Scientific and production enterprise Burintekh showcased downhole tools and equipment for sidetracking. Bittekhnik demonstrated equipment meant for sidetracking with the use of whipstock. NOV ASEP Elmar showcased the whole range of equipment meant for well servicing with the use of wireline technology – beginning with draw works and ending with pressure control systems.

At MIOGE 2011 a lot of stands were dedicated to geophysics. Bashneftegeofizika, GEOTECH Holding, VNIIGIS Research Institute, Geofizika, GISprbor-M, Sevmorneftegeofizika and other companies demonstrated their developments and capabilities.

Innovative developments were presented by Zirax and Mirrico – leading companies in the domestic oilfield chemistry sector.

Despite the traditional character of MIOGE 2011 it is worth mentioning a tendency that has become very prominent this year. Many of the exhibitors sought to showcase their newest developments, some of which have only recently been prototypes. Evidently, this tendency shows that the sector has successfully overcome economic crisis and is aimed at modernization, which is currently discussed a lot.

Essential modernization became the main topic of the 9th Russian Petroleum and Gas Congress (RPGC 2011). This is the main oil and gas forum in the country. More than one thousand delegates including chiefs of leading companies in the sector, representatives of the sector ministries and agencies, oil and gas associations and financial and investment companies participated in the congress. Around one hundred speakers - competent specialists in their areas of knowledge, participated in the plenary meetings and sessions of the congress.

MODERNIZATION IS A TREND

техногенных катастроф, а специальное заседание – модернизации нефтегазовой отрасли: от новых бизнес-стратегий и налогообложения до инновационных технологий и совершенствования нефтеперерабатывающего комплекса.

Заместитель министра энергетики РФ Сергей Кудряшов в своем докладе осветил текущее положение дел в российской нефтегазовой промышленности. Он отметил роль инноваций в дальнейшем развитии российского нефтегазового комплекса и необходимость новых подходов для обеспечения его конкурентных преимуществ. Без модернизации российский ТЭК обойтись не сможет. Ему необходимы новые подходы, инновации высшего мирового уровня. В нефтепереработке – это эффективные технологии крекинга, позволяющие получать топливо высоких экологических классов. В транспортировке нефти – это «Северный», а впоследствии, и «Южный» потоки. В области приумножения ресурсов – это разработка таких многообещающих, но труднодоступных месторождений, как Ванкорское в Красноярском крае или шельф Корчагинского месторождения на Северном Каспии. Необходимый объем инвестиций в ТЭК должен составить 150 млрд рублей в течение десяти лет. Планируется создать шесть нефтегазовых кластеров в разных концах страны. «В случае воплощения в жизнь всех нефтегазохимических проектов ежегодный вклад в ВВП составит 650 млрд рублей», – подчеркнул С. Кудряшов.

Тему модернизации поддержал первый проректор по стратегическому развитию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Михаил Силин, выступивший с докладом «Новые площадки взаимодействия науки, бизнеса и государства». Для бизнеса, науки и государства необходим системный интегратор, в качестве которого способна выступить технологическая платформа (ТП) – коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов и услуг, на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствования нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития. ТП «Технологии добычи и использования углеводородов» имеет своей целью создание комплекса принципиально новых технологий сервиса в геологии, геофизике, бурении, добыче, разработке, интенсификации добычи нефти. В рамках данной ТП предполагается в первую очередь развивать следующие технологии:

- 4D-сейсморазведка широкого азимута;
- горизонтальное бурение с большим отводом по вертикали, бурение на депрессии, навигация, глубоководное бурение;
- современные насосы, тяжелые нефти, ОРЗ;

First plenary meeting was dedicated to common challenges oil and gas producing countries of the world face with, namely, energy security, reduction of highly profitable hydrocarbon resources, diversification of hydrocarbons transportation routes, prevention of man-made disasters. A special session was dedicated to modernization of oil and gas sector: from new business strategies and taxation to innovative technologies and improvement of oil-refining sector.

Sergey Kudryashov, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation, in his presentation touched upon the current status of Russian oil and gas industry. He emphasized the role of innovations in further development of Russian oil and gas sector and the necessity of applying new approaches to ensure sector competitiveness. Russian fuel and energy sector cannot do without modernization. It needs new approaches and the best world's innovations. In oil refining sector this means effective cracking technologies allowing producing fuel that will meet higher environmental standards. In oil transportation this is the construction of the Nord Stream and subsequently the South Stream pipelines. In the sphere of resource accrual – it is development of promising but hardly accessible fields like Vankorskoye field in Krasnoyarsk Krai or the offshore part of Korchaginskoye field in Northern Caspian. The necessary amount of investments into the fuel and energy sector shall be 150 billion rubles over the next ten-year period. It is planned to create six oil and gas clusters in different parts of the country. “In case of implementation of all the petroleum and gas chemical projects, annual contribution to GDP will be 650 billion rubles”, – S. Kudryashov emphasized.

The topic of modernization was also supported by Mikhail Silin, First Vice-Rector for Strategic Development of Gubkin Russian Oil and Gas University. He delivered a presentation titled “New Platforms for Interaction of Science, Business and the State”. Business, science and the state need a system integrator, and a Technology Platform can become such an integrator. Technology Platform (TP) is a communicative instrument aimed at acceleration of efforts to create promising commercial technologies, new products and services, at raising additional resources for research and development based on participation of all the stakeholders (business, science, the state, civil society), at improving the legal framework in the sphere of scientific, technical, innovation-based development. Technology Platform “Technologies of Hydrocarbon Production and Utilization” is aimed at establishment of a set of brand new service technologies in geology, geophysics, drilling, production, development, stimulation of oil production. Within the framework of this TP the development of the following technologies is planned:

- 4D wide azimuth seismic surveys;
- Horizontal drilling with more extended reach,

- интеллектуальные скважины, ВГВ, ВПГ;
- тепловые и газовые МУН;
- ГРП, суперГРП, кислотный ГРП, чистые жидкости;
- алгоритмы геолого-технологического моделирования;
- нефтяной инжиниринг.

Планируется создание Российского института нефти и газа, который, как надеется Михаил Силин, «станет удобной платформой и для науки, и для бизнеса, и для государства».

Глава Союза нефтепромышленников Геннадий Шмаль оценил состояние российской нефтегазовой отрасли как неудовлетворительное. «Появилось много завышенных виртуальных запасов, оцененных, не вставая из-за компьютера. Годовые данные в 750 млн тонн по приращению запасов, опубликованные Министерством природных ресурсов, не отражают истинного положения дел в отрасли». При этом очень низок КИН – 0,29–0,3%, а из шестисот известных методов нефтеизвлечения используется только около шестидесяти, т.е. 10%. Низкий КИН пытаются объяснить поздней стадией разработки месторождений, что опытного нефтяника, каковым, несомненно, является «аксакал отрасли» Г. Шмаль, удовлетворить не может. Еще одна проблема, отмеченная докладчиком, – невысокий уровень управления российским ТЭК.

Неподдельный интерес как делегатов конгресса, так и представителей СМИ вызвал круглый стол «Имидж России как поставщика энергоресурсов на мировой рынок: проблемы, задачи, возможности, пересечение интересов корпораций и государства, совместные проекты». Было отмечено, что за рубежом существует три образа России: образ честного торговца, образ России как тоже Запада и концепция особого русского мира, частный случай которой – Россия как энергетическая сверхдержава. В плане построения имиджа сегодня ставится задача стать частью западного истеблишмента и уйти от репутации страны, «бряцающей» энергетическим оружием. Участники круглого стола в результате дискуссии пришли к выводу, что формирование положительного имиджа России как поставщика энергоресурсов на мировом рынке нужно начинать внутри страны.

В поле тематики проекта «Время колтюбинга» лежит секция «Нефтесервис и бурение. Технологии разработки, добычи и повышения нефтеотдачи пласта». В ее рамках со специальным докладом «Инструменты для продвижения подрядчиков на нефтегазовый рынок» выступил президент Союза производителей нефтегазового оборудования России Александр Романихин. Он рассказал о московских нефтегазовых конференциях, на которых в клубном формате встречаются заказчики и подрядчики, а также об интернет-ресурсах (сайтах, каталогах, картах, нефтегазовом форуме), предназначенных для получения информации и онлайн-коммуникаций.

underbalanced drilling, navigation, deep-water drilling;

- Modern pumps, heavy oils, dual injection;
- Intelligent wells, water-alternated-gas injection, fire flooding;
- Thermal and gas EOR methods;
- Hydraulic fracturing, super hydraulic fracturing, acid fracturing, pure fluids;
- Algorithms of geological-technological modeling;
- Oil engineering.

It is planned to establish Russian Oil and Gas Institute which, as Mikhail Silin hopes “will become a comfortable platform for science, business and the state”.

Gennady Shmal, President of the Russian Union of Oil and Gas Producers, assessed the current state of Russian oil and gas sector as unsatisfactory. “There appeared a lot of overstated virtual reserves, assessed just with the use of computer. Annual data on 750-million-ton extension of the reserves published by the Ministry of Natural Resources do not reflect real state of affairs in the sector”. Oil recovery factor is very low – 0.29–0.3, and out of six hundred known EOR methods only about sixty, i.e. 10%, are utilized. They explain low oil recovery factor by maturity of oilfields, and such explanation, of course, cannot satisfy Mr. Shmal – a veteran of the sector. Another issue highlighted by the speaker is the low management level of the Russian fuel and energy sector.

Both congress delegates and representatives of mass media took an interest in the round table discussion “Image of Russia as an Energy Resources Supplier to the International Market: Issues, Objectives, Possibilities, the Overlapping States’ and Corporations’ Interests, Joint projects”. It was noted that there are three images of Russia abroad: image of Russia as a fair trader, image of Russia as a country similar to the Western countries, and a concept of a special Russian world, individual case of which is image of Russia as an energy superpower. As for the image-making, currently there is an objective for Russia to become part of the Western establishment and avoid reputation of a country brandishing energy weapons. As a result of the discussion the participants of the round table meeting came to a conclusion that in order to form a positive image of Russia as energy resources supplier it is necessary to start this image formation from inside the country.

Session titled “Oil Services and Drilling. Development, Production and Oil Recovery Enhancement Technologies” is a topic of interest for the Coiled Tubing Times project. Within the framework of this session Alexander Romanikhin, President of the Association of Oil and Gas Equipment Producers, made a special presentation “Tools for Promotion of Contractors to Oil and Gas Market”. He spoke about Moscow oil and gas conferences where

MODERNIZATION IS A TREND

Исполнительный вице-президент ООО «НьюТек Сервисез» доложил об опыте крепления скважин подвесками хвостовиков в осложненных условиях. Заместитель генерального директора по бурению и развитию НПП «Буринтех» Вадим Загидуллин рассказал о стратегических результатах и перспективах работы предприятия. Докладчик особо остановился на оказываемых компанией услугах по наклонно-направленному бурению и интегрированному сервису. Гордостью Буринтеха является инновационная разработка – принципиально новые крутильные ясы правого и левого исполнения.

Традиционно программа конгресса включала День нефти, партнером которого выступила НК «Роснефть», и День газа, который патронировался ОАО «Газпром». А вот специальное заседание «Роль и будущее нетрадиционных источников углеводородов в нефтяном секторе», проходившее при поддержке World Petroleum Council (Мирового нефтяного совета), а также специальное заседание «Торговля нефтепродуктами в России: внутренний и внешний рынок», состоявшееся при содействии Информационно-аналитического центра «КОРТЕС», проводились в этом году впервые. Эти мероприятия были встречены делегатами с большим вниманием, так что, вне всякого сомнения, данная тематика войдет в программы будущих конгрессов, как это уже произошло с иранской темой, в прошлом году казавшейся новинкой. Ныне же пленарное заседание «Россия и Иран: развитие сотрудничества в нефтегазовой сфере» прошло без излишнего ажиотажа, что, впрочем, только прибавило ему солидности, необходимой для обсуждения масштабных совместных проектов.

Нельзя не отметить и пленарное заседание «Геологоразведка и добыча нефти в России: стратегия и перспективы освоения Арктического шельфа». Председательствовавший на заседании вице-президент НК «Роснефть» Гани Гиляев рассказал о перспективных проектах своей компании, сообщив, в частности, что в 2011–2012 годах планируется осуществить бурение поисковых скважин на шельфе Охотского моря.

Дни выставки и конгресса были до краев наполнены встречами, переговорами, заседаниями, дискуссиями, пресс-конференциями, светским общением... Как в старом добром фильме «Золушка», каждый участник здесь имел возможность установить деловые связи и получить именно ту информацию, которая была ему особенно нужна. Это в плане личностей... А в государственном масштабе четыре июньских дня и «Экспоцентр» стали тем временем и пространством, где был дан старт конструктивному диалогу власти, науки и бизнеса, где новый срез опыта внедрения новых технологий сделался всеобщим достоянием, где инновационное оборудование предстало в полной боевой готовности служить отечественному нефтегазовому комплексу. ☉

Ольга ЛИС, «Время колтюбинга»

clients and contractors meet in a club format and about Internet resources (web-sites, catalogues, maps, oil and gas forum) meant for obtaining information and online communication.

Executive Vice-President of NewTech Services reported about the experience of casing a well with liner hangers under complicated conditions. Vadim Zagidullin, Deputy Director General for Drilling and Development of Burintekh spoke about the strategic results and work prospects of the company. The speaker turned special attention to controlled directional drilling services and integrated services provided by the company. Burintekh designed brand new right-hand and left-hand shock turn jars. This innovative development is the pride of the company.

The congress agenda traditionally included the Oil Day and the Gas Day. Rosneft was the partner of the Oil Day and Gazprom was the partner of the Gas Day. Special session “The Role and the Future of Unconventional Hydrocarbon Sources in Oil Sector” under the auspices of World Petroleum Council and special session “Trade in Oil Products in Russia: Domestic and Foreign Market” under the auspices of information and analytical center KORTES have been held for the first time this year. Delegates paid special attention to these new events, so, without any doubt, these topics will become part of the next congresses’ agenda. The same happened to the Iranian topic, which was a new one last year. This year’s plenary session “Russia and Iran: Development of Cooperation in the Sphere of Oil and Gas” was held without any excessive excitement. But this, actually, added even more substantiality to this event, which is necessary for the discussion of large-scale joint projects.

We cannot but mention the plenary session “Oil Exploration and Production in Russia: Strategy and Prospects of the Arctic Shelf Development”. Chairman of the session Gani Gilaev, Vice-President of Rosneft, spoke about his company’s projects. Particularly, he informed the audience that in 2011-2012 the company plans to drill exploratory wells on the shelf of the Okhotsk Sea.

Exhibition and congress days were full of meetings, negotiations, sessions, discussions, press conferences, noble communication... Every participant had an opportunity to establish business contacts and acquire information he or she needed most. This is about individuals... And on the national level these four days of June and Expocentre have become the time and the venue where constructive dialogue between the business and the authorities was started, where experience of new technologies application became publicly available, where innovative equipment, fully prepared to work for the benefit of domestic oil and gas sector, was showcased. ☉

Olga LIS, Coiled Tubing Times

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ – 2011

OILFIELD CHEMISTRY – 2011

В Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина, которому год назад был присвоен статус Национального исследовательского университета, 23–24 июня 2011 года под эгидой Министерства образования и науки РФ прошла VI Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия». В этом году она была посвящена 20-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ», предприятия, являющего собой яркий пример успешного взаимодействия науки и бизнеса.

В настоящее время Химеко-ГАНГ обеспечивает полный цикл работ – научно-исследовательские работы по созданию химических реагентов, их производство, разработку технологий применения, внедрение созданных химических реагентов и технологий на предприятиях нефтегазового комплекса.

Конференция традиционно собрала большое число участников: 71 человек представлял 23 учебных, научных и производственных объединения и организации, в том числе нефтегазовые компании.

В процессе работы были рассмотрены следующие актуальные проблемы:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- разработка и применение современных защитных материалов: ингибиторов коррозии, солеотложения, парафиноотложения и бактерицидов для нефтяного и газового оборудования;
- применение химических реагентов при подготовке нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов и поверхностно-активных веществ в процессах нефтегазодобычи;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности.

На конференции было представлено более 50 сообщений, что свидетельствует о том, что в последние годы значительно активизировались

VI All-Russian Research and Practice Conference «Oilfield Chemistry» was held on June 23–24, 2011 in the I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (RSUOG), which received the status of National Research University (NRU) a year ago. The Conference was held under the aegis of Ministry for Education and Science of the Russian Federation. This year it was devoted to the 20th anniversary of ZAO Himeko-GANG, a company that represents a striking example of successful cooperation between science and business. Today Himeko-GANG provides a full range of operations with chemicals, including research engineering and development of chemicals, chemicals manufacturing, development of chemicals application technologies, introduction of developed chemicals and technologies to oil and gas service companies.

Traditionally the Conference attracted a lot of participants: 71 participants from 23 different educational institutions, science and production associations and organizations, including oil and gas companies.

During the Conference the following problems were considered:

- chemicals for drilling, completion and repair of wells;
- chemicals and technologies of their application in the processes of oil recovery enhancement and production stimulation;
- development and application of state-of-the-art protective materials: inhibitors of corrosion, scaling and wax accumulation, as well as bactericides for oil and gas equipment;
- application of chemicals for oil and gas treatment;
- application of water soluble polymeric materials and surfactants during oil and gas production;
- ecological aspect of manufacturing and utilization of chemicals in oil and gas industry.

More than 50 talks were presented at the Conference. This is the evidence of the fact that during the recent years a lot of research work connected with chemicals investigations has been performed. The main research fields are associated with investigation of the mechanism of different

научно-исследовательские работы, направленные на получение и исследование механизма действия различных химических реагентов, на все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли.

В рамках шести секций был заслушан 21 доклад. В сообщении «ЗАО «Химеко-ГАНГ» как модель взаимодействия науки и бизнеса» первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.х.н., профессор М.А. Силин осветил новые механизмы взаимодействия бизнеса и науки. В настоящее время в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина доля научных исследований составляет 25% бюджета, в других вузах еще меньше, в то время как для успешной реализации инновационной политики наука должна занимать 50–70% бюджета исследовательского вуза. Охарактеризовав критерии, согласно которым университеты можно разделить на три категории (образовательные, исследовательские и бизнес-университеты), докладчик отметил, что наиболее эффективной формой взаимодействия бизнеса и науки является бизнес-университет, где акцент делается на внедрение разработок, при этом на продажу выставляются не научные отчеты, а наукоемкая продукция – технологии. Взаимодействие университетов, государства и бизнеса должно гармонично выстраиваться в своеобразную тройную спираль, развитие всех составляющих которой происходит неразрывно и взаимно.

Первую секцию открыл доклад директора Института химии нефти Сибирского отделения РАН, д.т.н., профессора Л.К. Алтуниной «Гелеобразующие и нефтевытесняющие композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей». Томскими учеными было создано пять промышленных технологий увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей комплексным физико-химическим и паротепловым воздействием с применением гелей и нефтевытесняющих композиций. Были созданы и успешно внедрены термообратимые полимерные гели МЕТКА для повышения нефтеотдачи, ограничения водопритока и предотвращения прорыва газа, неорганические гели ГАЛКА для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи при заводнении и тепловом воздействии на пласт, криотропные гели для создания противодиффузионных завес и упрочения грунтов в районах вечной мерзлоты и другие композиции.

Руководитель направления по химизации процессов добычи ОАО «Газпром нефть» В.Л. Ямпуров поделился опытом применения нефтепромысловой химии в своей компании. Газпром нефть занимает одно из первых мест по

chemicals' action and extensive use of domestic chemicals in oil and gas industry.

21 reports were presented within the framework of six sessions. In the report «ZAO Himeko-GANG as a model of cooperation between science and business», which was presented by the pro-rector for strategic development of NRU RSUOG, doctor of chemical sciences, professor M.A. Silin, new mechanisms of cooperation between business and science were illustrated. Currently in RSUOG only 25% of the budget is spent for scientific research. Other universities have even lower indices. But for successful realization of innovation policy this number should be 50–70%. Having described the criteria, according to which all universities can be divided into three categories (educational, research and business-universities) the speaker noted that the most effective form of cooperation between business and science is business-university, which focus on the introduction of developments. This category of universities differs from the others, because they sale science-intensive technologies rather than scientific reports. Cooperation between universities, government and business should be organized harmonically, when all three constituents develop inseparably and mutually.

The first session was opened with the report made by the head of Institute of Petroleum Chemistry (Siberian division of the Russian Academy of Sciences), doctor of technical sciences, professor L.K. Altunina. The title of the report was «Gel forming and oil displacing compositions for enhanced recovery of high-viscosity oil reserves». Tomsk scientists created five commercial technologies of enhanced high-viscosity oil recovery that use physical-chemical and thermal treatment with application of gels and oil displacing compositions. The following products were created and successfully brought into use: thermoreversible polymeric gels METKA for oil recovery enhancement, water suppression and gas breakthrough prevention; inorganic gels GALKА for water suppression and oil recovery enhancement during water flood and thermal treatment of formation; cryotropic gels for creation of curtain grouting and soil stabilizing in permafrost regions; some other compositions.

V.L. Yampurov, head of Department for Production Processes Chemicalization of ОАО Gazprom Neft, shared the experience of his company in application of oilfield chemistry. Gazprom neft holds one of the leading positions in utilization of chemicals per 1 ton of produced oil or per one treatment. Major part of these chemicals consists of different process fluids and chemicals for bottomhole treatment. Main types of treatments

применению химреагентов на 1 т добытой нефти или на одну обработку. Применяются главным образом различного рода технологические жидкости и реагенты для ОПЗ. Основные виды работ: промывка песчаных пробок, промывка проппанта, опрессовка НКТ, опрессовка перфоратора, обработка внутрискважинного оборудования ингибиторами. Докладчик обратил внимание на необходимость выработки антимонопольной политики в отношении сервисных компаний (на рынке должно присутствовать не менее трех реагентов определенного назначения), а также на то, что привлечение внешнего сервиса должно происходить с завязкой на эффективность.

С докладом «Интенсифицирующие составы для кислотных обработок карбонатных и терригенных коллекторов» выступила д.т.н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Л.А. Магадова. В центре промысловой химии университета совместно с ООО «РН-Уфанипинефть» была разработана технология БОПЗ с использованием отработанной ПАВ «Нефтенолом К» марки НК-ФД соляной кислоты и отклонителя – углеводородного геля «Химеко-Н» на основе железистых солей органических ортофосфорных эфиров и дизельного топлива для добывающих скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы. Для аналогичных скважин совместно с БелНИПинефть была разработана технология солянокислотного гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритока (СКР и НВП).

«Технология очистки ПЗП нагнетательных скважин ПАВ-кислотным составом с помощью гибкой трубы» – так называется доклад к.т.н., зам. зав. кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Л.Ф. Давлетшиной. Совместными усилиями ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и специалистов ОАО «Татнефть» была разработана уникальная технология, основанная на применении ПАВ-кислотного состава с использованием колтюбинговой установки. Эта технология предполагает сокращение затрат на кислотные обработки и позволяет удалять не только твердые взвешенные частицы, но и такие колюматанты, как соли, тяжелые углеводороды, железо. Она также позволяет предотвратить осложнение, с которым часто сталкиваются на производстве при закачке кислоты через трубы НКТ, когда все загрязнения смываются и попадают в ПЗП, после чего скважина часто не принимает кислотный раствор. В данном случае продукты реакции выносятся на поверхность.

О результатах опытно-промысловых испытаний ингибиторов коррозии и солеотложений рассказала к.х.н., ведущий инженер технического отдела ООО «ФЛЭК» А.В. Денисова, подробно описав этапы подбора, инжиниринговое сопровождение промысловых

include: sand washing, proppant removal, sealing of tubing pipes and perforators, as well as inhibitor treatment of downhole equipment. The speaker paid attention on the necessity of formulation of antimonopoly policy with respect to service companies (at least 3 chemicals of specific application must be present on the market), as well as on the need for effective utilization of foreign services.

The report «Intensifying compositions for acid treatments of carbonate and terrigenous reservoirs» was made by doctor of technical sciences, professor of RSUOG L.A. Magadova. The technology of large-volume bottomhole zone treatment of carbonate reservoirs tapped with production wells was developed in the Centre for Oilfield Chemistry of RSUOG together with ООО RN-UfaNIPIneft. The main chemicals used for treatment include Neftenol K of NK-FD grade cured with surfactants, hydrochloric acid, hydrocarbon gel Himeko-N on the base of iron salts of organic orthophosphates and diesel fuel. The technology of hydrochloric acid fracturing in combination with water zones isolation that can be used in production wells taping carbonate reservoirs was developed in cooperation with BelNIPIneft.

«The technology of bottomhole formation zone cleaning of injection wells with utilization of acid-surfactant composition and coiled tubing» – that's the title of the report made by the candidate of technical sciences, head of the Department of Chemical Agents Technologies for Oil and Gas Industry of RSUOG, L.F. Davletshina. Scientists from RSUOG together with the specialists of ОАО Tatneft developed a unique technology that is based on application of acid-surfactant compositions and utilization of coiled tubing unit. This technology lowers the expenses associated with acid treatments and allows to remove both suspended solid particles and sediments, including salts, heavy hydrocarbons and iron. It also allows to prevent the problems, which usually occur when acid is injected through the tubing, all contaminating agents are washed down the hole and get to bottomhole formation zone. This leads to contamination of bottomhole, following which the well doesn't accept the acid composition. In this case the products of reaction are taken to the surface.

Candidate of chemical sciences A.V. Denisova who holds the position of chief engineer at engineering department of ООО FLEK told about the results of pilot field tests of corrosion and scaling inhibitors. She described the stages of selection, engineering support of field tests and

испытаний и промышленное использование обоих классов ингибиторов.

Ряд докладов был посвящен ремонтно-изоляционным работам. Новые технологии в данной области осветил к.т.н., зам. технического директора ЗАО «Химеко – ГАНГ» Н.Н. Ефимов. Он рассказал о микроцементах и их преимуществах по сравнению со стандартными цементами, а также инициировал дискуссию о перспективности использования в качестве тампонажного материала силикатного геля на основе полиортокремниевой кислоты, получаемого из сиенитового концентрата.

Доклад д.х.н., профессора А.В. Макаревич (БелНИПИнефть) был посвящен полимерным и полимер-минеральным композициям для повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Обладая повышенной вязкостью и гидрофильностью, такие композиции при закачке в нефтяной коллектор фильтруются в его наиболее проницаемые обводненные зоны. При смешении с пластовой водой или под действием повышенной пластовой температуры компоненты композиций образуют малоподвижные структуры, которые избирательно ограничивают движение вод в промытых каналах пласта, что позволяет включить в разработку застойные нефтенасыщенные участки.

Об определении эффективности противотурбулентных присадок методом капиллярной вискозиметрии рассказал научный сотрудник БелНИПИнефть С.В. Паркалов. Данное исследование может быть весьма полезно для понимания физических основ радиального вскрытия пласта и продвижения этой прогрессивной технологии.

В рамках конференции состоялся конкурс докладов молодых ученых. Победителями стали инженер отдела борьбы с осложнениями ООО «РН-УФАНПИнефть» А.Р. Ахтямов (доклад «Определение причин образования солей бария после проведения ГРП на пластах ЮС1 и ЮС2 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Разработка предложений по защите подземного оборудования») и научный сотрудник ТатНИПИнефть З.М. Ганеева (доклад «Технология применения суспензии силикатного геля для увеличения нефтеизвлечения»).

Участники конференции единогласно приняли решение, в котором подвели итоги встречи и обратились к вышестоящим организациям с конструктивными предложениями, имеющими своей целью координацию усилий российских научных и производственных организаций и высших учебных заведений, работающих в направлении промысловой химии, в деле создания эффективных, multifunctional и экологически более чистых реагентов. ☉

industrial applications of both inhibitor types.

A set of reports was devoted to repair and isolation works. Information about new technologies in this field was introduced by candidate of technical sciences, technical vice-manager of ZAO Himeco – GANG, N.N. Efimov. He told about microcements and their advantages in comparison with standard cements. He also initiated the discussion about the prospects of utilization of silica gel on the basis of polyorthosilicic acid as a plugging material.

The report by doctor of chemical sciences, professor A.V. Makarevich (BelNIPIneft) was devoted to polymeric and polymer-mineral compositions for oil recovery enhancement of carbonate reservoirs. Such compositions are characterized by increased viscosity and wetting ability. When injected into oil reservoir they strain into its water-flooded areas with highest permeability. When mixed with produced water or affected by high formation temperatures, components of these compositions form stiff structures, which selectively limit the flow of water in washed channels of formation. This allows to put stagnant oil-saturated areas into development.

S.V. Parkalov, research assistant at BelNIPIneft, told about determination of anti-turbulent additives' efficiency with the help of method of capillary viscosimetry. This research can be very useful for understanding the basic physics of radial formation drilling and advancement of this progressive technology.

In the framework of the Conference there was held a contest of reports made by young scientists. A.R. Ahtyamov, engineer of the Complications Control Department at OOO RN-UFANIPIneft, who presented the report «Determination of the origin of barium salts formation after hydraulic fracturing performed at the fields YuS1 and YuS2 of OAO Surgutneftegas. Development of suggestions concerning the protection of downhole equipment», and Z.M. Ganeeva, research assistant at TatNIPIneft, who made the report «Technology of application of silicate-based cement suspension for oil recovery enhancement», were chosen to be the winners.

Participants of the Conference summarized the positive results of the meeting and made constructive suggestions to higher organizations, in which they proposed to coordinate the efforts of Russian scientific and industrial organizations and higher education institutes, which specialize in oilfield chemistry, in creation of effective, versatile and environmentally friendly chemicals. ☉

Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин *New Equipment and Technologies for Geophysical Well Logging*

25 мая 2011 года в Уфе в рамках XIX Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии-2011» состоялась XVII Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин».

Ее организаторами выступили Евро-Азиатское геофизическое общество (ЕАГО, Москва), Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС, Тверь) и ОАО НПФ «Геофизика» (Уфа).

В работе конференции приняли участие президент АИС Н.С. Березовский и первый вице-президент ЕАГО В.В. Лаптев.

В мероприятии участвовали представители более 30 организаций, в том числе из Казахстана, Азербайджана и Беларуси. Присутствовала также большая делегация геофизиков Китая из компании «Хэчуан».

Отечественные сервисные компании были представлены ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», ОАО «ТНГ-Групп» (Бугульма), ОАО «Пермнефтегазгеофизика», ООО «Универсал-Сервис», ЗАО «ПИТЦ Геофизика», ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика» и ООО МП ГеоИнТЭК (Тюмень), ООО «Оренбурггазгеофизика» Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская Северная Компания», ООО «Востокгазпромгеофизика», ООО «Помор-Герс», ООО «Универсал-Сервис», Красноярское УГР, ЗАО НПФ «ГИТАС» (Октябрьский) и др.

Из нефтяных компаний присутствовали ведущие специалисты ОАО «Сургутнефтегаз», РУП «ПО «Белоруснефть», Государственной нефтяной компании Азербайджана, ОАО НК «Паритет» (Тюмень).

От производителей приборов, оборудования и технологий для нефтегазового сервиса выступили хозяева конференции, а также ОАО НПФ «Геофизика», ЗАО «ГИС-прибор-М» (Москва), НППГА «Луч» (Новосибирск), ОАО НПП ВНИИГИС (Октябрьский), ОАО «Геотрон» (Тюмень), МЭЛЗ ФЭУ (Зеленоград), ООО НПФ «Эликом», НПП ГТ «Геофизика» (Пятигорск) и др.

The 17th scientific and practical conference New Equipment and Technologies for Geophysical Well Logging was held on May 25, 2011 in Ufa within the framework of the 19th International Trade Show "Gas. Oil. Technologies-2011".

It was organized by Euro-Asian Geophysical Society (EAGO, Moscow), Association of Scientific, Technical and Business Cooperation in Geophysical Well Logging and Operations (AIS, Tver) and Scientific and Production Company Geofizika (Ufa).

N.S. Berezovsky, President of AIS and V.V. Laptev, First Vice-President of EAGO participated in the conference.

More than 30 organizations, including organizations from Kazakhstan, Azerbaijan and Belarus

participated in the forum. The event was also attended by a large delegation of Chinese geophysicists from Hechuan Company.

Domestic service companies were represented by Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika, TNG Group (Bugulma), Permneftegeofizika, Universal Service, PITS Geofizika, Tyumenpromgeophysika and GeoInTEK (Tyumen), Orenburggazgeofizika, Strezhnevskoy branch of Siberian Service Company, Vostokgazpromgeofizika, Pomor-Gers, Krasnoyarsk Geophysical Operations Directorate, Scientific and Production Firm GITAS (Oktyabrsky) and others.

As for the oil companies, senior experts of Surgutneftegaz,

Отечественное приборостроение в области ГИС, вопреки всем неблагоприятным факторам последних лет, достигло высокого уровня и способно обеспечить нефтесервисные компании надежной современной техникой по вполне приемлемым ценам.

Despite unfavorable factors of the recent years, domestic geophysical logging equipment manufacturing industry has reached high development level and is able to provide oil services companies with modern and reliable equipment at quite favorable prices.



В работе конференции приняли участие представители университетской и отраслевой науки из Башгосуниверситета, Уфимского нефтяного технического университета и его Октябрьского филиала, КогалымНИПИнефть, ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем.

В научную программу было включено 40 устных и 8 стендовых докладов весьма разнообразной тематики. Рассматривались новые техника и технологии исследований бурящихся и действующих скважин, в том числе горизонтальных и наклонно-направленных, исследования при контроле разработки месторождений, вопросы геологической и геофизической информативности методов и технологий ГИС, а также современные методики интерпретации. Многие выступающие, представляя свои разработки, отмечали, что отечественное приборостроение в области ГИС, вопреки всем неблагоприятным факторам последних лет, достигло высокого уровня и способно обеспечить нефтесервисные компании надежной современной техникой для выполнения основного комплекса ГИС по вполне приемлемым ценам.

Участников приветствовал генеральный директор ОАО НПФ «Геофизика» А.Р. Адиев.

Научную конференцию докладом «Состояние и перспективы развития российского геофизического сервиса» открыл директор по развитию геофизического приборостроения ОАО НПФ «Геофизика» В.В. Лаптев. Он проанализировал современный этап развития отечественной

Belorusneft, State Oil Company of Azerbaijan Republic, Paritet (Tyumen) attended the event.

The manufacturers of appliances, equipment and technologies for oil and gas service sector were represented by the conference hosts and Scientific and Production Company Geofizika, GIS-pribor-M (Moscow), SPE Looch (Novosibirsk), VNIIGIS Well Logging Research and Design Institute (Oktyabrsky), Geotron (Tyumen), MELZ FEU (Zelenograd), Scientific and Production Company Elikom, Research and Geophysical Equipment Production Company Geofizika (Pyatigorsk) and others.

The representatives of the academia and industrial science from Bashkir State University, Ufa State Petroleum Technological University and its Oktyabrsky branch, KogalymNIPIneft, VNIIGeosystem also participated in the conference.

The scientific agenda included 40 oral and 8 poster presentations dedicated to different topics. Conference sessions were dedicated to the following topics: new equipment and technologies of drilling and producing well logging, including horizontal and slanted wells; logging during field development control; geological and geophysical informativeness of the geophysical logging methods and technologies; modern interpretation methods. When presenting new developments, many of the speakers noted that despite unfavorable factors of the recent years, domestic geophysical logging equipment manufacturing industry has reached high development level and is able to provide oil services companies with modern and reliable equipment for main geophysical logging operations at quite favorable prices.

*Новая
техника и технологии
для геофизических
исследований скважин*
*New Equipment and Technologies
for Geophysical Well Logging*

геофизики, акцентировал внимание на наиболее болезненных ее проблемах и путях их решения.

Впервые на конференции работала секция «Методы исследования и интерпретации ГИС», где наибольший интерес слушателей вызвали сообщения: ОАО НПФ «Геофизика» о сравнении информативности отечественного АМК МАГИС-2 и аналогичных комплексов ведущих иностранных компаний (докладчик В.В. Береснев), ОАО НПП «ВНИИГИС» о внедрении новых геофизических технологий для решения сложных геологических и технических задач в нефтяных и газовых скважинах (докладчики А.И. Лысенков, О.Ю. Рыскаль, А.П. Потапов), доклад Э.Г. Урманова (ВНИИгеосистем) о роли спектрометрического гамма-гамма-каротажа при изучении сложных коллекторов с повышенным содержанием естественных радиоактивных элементов, характерных для новых районов нефтедобычи, доклад Е.С. Антипиной (ООО ПИТЦ «Геофизика») «Анализ информативности геофизических методов определения текущей насыщенности коллекторов длительно разрабатываемых месторождений через обсадную колонну».

На секции «Техника ГИС», посвященной созданию новых приборов и аппаратуры, можно отметить сообщения по сканирующим аппаратно-программным комплексам для исследований эксплуатационных горизонтальных скважин (докладчик К.В. Семенов), развитию системного подхода при разработке автономных комплексов электрического и электромагнитного каротажа (А.Н. Петров, НПП ГА «ЛУЧ»).

Несколько докладов было посвящено проверке аппаратуры и развитию эталонной базы ГИС (В.М. Лобанков, С.Б. Миндияров).

Впечатлили актуальностью, новизной решения задач доклады молодых ученых. Наибольший интерес вызвали: «Особенности интерпретации результатов геофизических исследований действующих горизонтальных скважин» (А.А. Абдуллина) и «Моделирование нестационарного поля давления в пласте для переходных режимов работы скважины» (Я.А. Яковлев).

Авторы интересных докладов были награждены дипломами ЕАГО и АИС.

Конференции сопутствовала большая выставка приборов и технологий, представлявшая организации-участницы. ☉

A.R. Adiyev, Director General of Scientific and Production Company Geofizika welcomed the participants of the conference.

The scientific conference was opened with a presentation “Current Status and Prospects of Development of the Russian Geophysical Services”, delivered by V.V. Laptev, Director for Development of Geophysical Equipment Production, Scientific and Production Company Geofizika. He analyzed the current stage of domestic geophysics development highlighting its most important problems and the ways of their solution.

“Research Methods and Geophysical Logging Interpretation” session was held for the first time. The following presentations excited the audience’s greatest interest: presentation of Scientific and Production Company Geofizika about comparison of informativeness of the domestic hardware-methodical system MAGIS-2 and similar systems manufactured by leading foreign companies (speaker – V.V. Beresnev); presentation of VNIIGIS about adoption of new geophysical technologies for resolution of complicated geological and technical tasks in oil and gas wells (speakers – A.I. Lysenkov, O.Yu. Ryskal, A.P. Potapov); presentation of E.G. Urmanov (VNIIGeosystem) about the role of spectrometric gamma-gamma logging in studying complex reservoirs with higher concentrations of natural radioactive substances, which are typical for new oil production areas; presentation of Ye.S. Antipina (PITC Geofizika) “Analysis of Informativeness of Geophysical Methods Used for Through-casing Determination of Current Reservoir Saturation at the Fields Developed for a Long Period of Time”.

In the “Geophysical Logging Equipment” session, dedicated to development of new appliances and equipment, it is worth mentioning presentation on the hardware-software scanning systems meant for studying producing horizontal wells (speaker – K.V. Semyonov), and presentation on the system approach to the development of autonomous electrical and electromagnetic logging systems delivered by A.N. Petrov (SPE Looch).

Several presentations were dedicated to equipment calibration and development of the geophysical logging reference base (speakers – V.M. Lobankov, S.B. Mindiyarov).

The audience was impressed by the timeliness and novelty of problem solutions, highlighted in the presentations of young scientists. The following presentations excited the greatest interest: “Peculiarities of Interpretation of Producing Horizontal Wells Geophysical Logging Results” (A.A. Abdullina) and “Simulation of Variable Reservoir Pressure Field for Transient Well Operation Modes” (Ya.A. Yakovlev).

Authors of the most interesting presentations were rewarded with EAGO and AIS diplomas.

The conference was accompanied by a large exhibition of appliances and technologies presenting the participating organizations. ☉

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



Fidmash

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

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

НЕФТЬ И ГАЗ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ КАСПИЯ

OIL & GAS, CRUDE REFINING AND PETROCHEMISTRY OF THE CASPIAN SEA

Крупнейшее мероприятие Прикаспийского региона в нефтегазовой области 18-я Международная выставка и конференция «Нефть и Газ, Нефтепереработка и Нефтехимия Каспия» Caspian Oil&Gas состоялась в первой декаде июня в Экспо Центре Баку. Эта встреча традиционно собрала ведущих специалистов и главных игроков отрасли для обсуждения актуальных вопросов, показа новейших технических и технологических достижений, обмена мнениями. Участникам была предоставлена самая свежая информация о состоянии нефтегазовой индустрии Каспийского региона, о тенденциях и возможных сценариях осуществления отдельных проектов транспортировки углеводородов, развития промышленности и региона в целом.

В этом году выставка Caspian Oil&Gas 2011 собрала 285 компаний из 27 стран мира. Среди участников значились Национальные группы Великобритании, России, Турции и Германии. Более 40% выставочной площади было занято всемирно известными крупными нефтегазовыми государственными компаниями и корпорациями, большинство из которых является постоянными участниками данного ежегодного мероприятия. Среди них BP, OMV Gas International CmbH, Государственная нефтяная компания Азербайджана (SOCAR), Statoil, ТPAO и многие другие. Активное участие приняли и местные компании, составившие 38% от общего числа экспонентов. На 25% по сравнению с прошлым годом выросли выставочные площади. Компании, впервые принявшие участие в выставке, составили 12%.

Информационную поддержку выставке и конференции оказывали 90 ведущих СМИ из 11 стран мира, в их числе – журнал «Время колтюбинга».

Экспозиция выставки продемонстрировала новейшее нефтегазовое оборудование для добычи нефти и газа и нефтегазового сервиса, инновационные технологии в области добычи и транспортировки углеводородов, ознакомила как с существующими, так и с будущими нефтегазовыми проектами на территории Азербайджана.

Выставке сопутствовала обширная деловая программа, в рамках которой на протяжении четырех дней проходили семинары и презентации компаний. Однако центральным событием стала 18-я Международная конференция «Нефть и Газ, Нефтепереработка и Нефтехимия Каспия», на которую было аккредитовано свыше 500 делегатов, в том числе высокопоставленные представители и ведущие игроки нефтегазовой отрасли Азербайджана, а также VIP-делегации из различных государств.

А major event of the Peri-Caspian region in O&G field, the 18th International conference Oil & Gas, Crude Refining and Petrochemistry of the Caspian Sea and exhibition Caspian Oil & Gas 2011 took place in the Expo Center in Baku. This meeting traditionally brought together the leading specialists and major players of the industry for discussion of all relevant issues, demonstration of new technical and technological achievements, exchange in opinions. The participants were given fresh information about the state of O&G industry of the Caspian region, tendencies and possible scenarios of hydrocarbon transportation projects and development of the industry and the region on the whole.

This year the exhibition Caspian Oil & Gas 2011 brought together 285 companies from 27 states. Among the participants there were national groups from the UK, Russia, Turkey and Germany. Over 40% of the exhibition area was occupied by the well-known state O&G service companies and corporations, most of which partake in this annual event on a regular basis. Among them is BP, OMV Gas International CmbH, State Oil Company of Azerbaijan (SOCAR), Statoil, TPAO and many others. Local companies, which made up 38% of the total number of exponents, took an active part as well. The exposition space grew by 25%, as compared to the last year. 12% of companies took part in the exhibition for the first time.

90 leading media from 11 states including Coiled Tubing Times Journal rendered informational support to the exhibition and conference.

The exposition demonstrated state-of-the-art equipment for O&G production and service, innovation technologies in hydrocarbon production and transportation, presented the current and future O&G projects on the territory of Azerbaijan.

A large-scale business program accompanied the exhibition. Numerous workshops and company presentations were held during 4 days. Yet, the central event was the 18th International conference "Oil & Gas, Crude Refining and Petrochemistry of the Caspian Sea". 500 delegates including top representatives and the leading players of O&G industry of Azerbaijan and VIP delegations from

 **STONEAGE**
WATERBLAST TOOLS

SpinCat™

Downhole Cleaning

**Designed for the Removal of
Plugs, Scale and Failed Linings**

- **Rotating Assembly for Complete Coverage**
- **Simple Maintenance - Field Serviceable**
- **Replaceable 1/8" Attack-Tip™ Nozzles**
- **Controlled Rotation - Increases Dwell Time**

Hydropulsion

154 Forest Avenue
Aberdeen, AB15 4UN • Great Britain
Phone +44 (0) 1224 200125 • Fax +44 (0) 1224 515010
sales@hydropulsion.com

www.hydropulsion.com

U.S. Patent No. 5,909,848
European Patent 1,068,021



- Основными темами конференции являлись:
- Каспийский регион: преобразование мирового энергетического рынка.
 - Роль Азербайджана в энергетической безопасности Европы.
 - Развитие инфраструктуры; инвестиционная привлекательность Азербайджана.
 - Ключевые проекты сектора разведки и добычи; транспортировка.
 - Новые проекты в секторе добычи, нефтехимии и переработки нефти и газа.
 - Охрана окружающей среды.
 - Каспий – нацеленность на будущее.

Особое внимание было уделено обсуждению острых проблем экологии и экологической безопасности. Бурение, строительство каких-либо объектов нефтегазовой сферы должно реализовываться с учетом экологических приоритетов.

Статус мероприятия был подчеркнут и составом спонсоров. Их общее число составило более 20 компаний, среди которых главные игроки нефтегазовой индустрии, такие как Государственная нефтяная компания Азербайджана (SOCAR), BP Azerbaijan, Caspian Geophysical, Caspian Pipe Coating и др.

Организаторами выставки выступили британская компания ITE Group PLC и ее партнер на Кавказе компания Iteca Caspian LLC (Азербайджан).

Caspian Oil&Gas является одним из самых значимых международных событий, входит в портфолио нефтегазовых выставок компании ITE Group наряду с MIOGE, KIOGE/Kazenergy и Petrotech в Индии. ☉

various states were accredited for the conference.

The main topics of the conference included:

- The Caspian region: transformation of the world energy market.
- Role of Azerbaijan in energy security of Europe.
- Infrastructure development; investment attractiveness of Azerbaijan.
- Key projects of surveillance and production sector; transportation.
- New projects in production, Petrochemistry, O&G refinery.
- Environmental protection.
- The Caspian Sea – future-mindedness.

A high priority was given to discussion of the relevant problems of ecology and environmental security. Drilling, construction of any sites of O&G sphere should be carried out with regard to environmental priorities.

The status of the event was confirmed by the list of sponsors. Their total number is over 20 companies including major players of O&G Industry such as State Oil Company of Azerbaijan (SOCAR), BP Azerbaijan, Caspian Geophysical, Caspian Pipe Coating and many others.

The exhibition was organized by British company ITE Group PLC and its Caucasian partner Iteca Caspian LLC (Azerbaijan).

Caspian Oil & Gas is one of the most important international events. It makes part of the portfolio of O&G exhibitions of ITE Group alongside MIOGE, KIOGE/Kazenergy and Petrotech in India. ☉

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ в Украине

COILED TUBING TECHNOLOGIES in Ukraine

Презентация передовых сервисных технологий, организованная компанией «ПДНК Сейв Вел», прошла 22 июня в Полтаве, столице крупнейшего нефтегазодобывающего региона Украины. Актуальность мероприятия не вызывает сомнений – при высоких ценах на углеводороды, сложившихся на мировых рынках за последние два года, в стране простаивает более 3000 заглушенных скважин, которые можно реанимировать с применением новых технологий повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока.

Организатор мероприятия, компания «ПДНК Сейв Вел», установив стратегическое партнерство с голландской сервисной компанией Coil Services B.V., поставила своей целью привлечь на украинский рынок нефтегазового сервиса новейшие инновационные разработки западных компаний. Для ознакомления с этими технологиями и оборудованием и была организована эта презентация.

С техническими докладами выступили представители компаний «ПДНК Сейв Вел», Coil Services B.V., Weatherford, Radial Drilling Services Inc. и Wellbore Intervention Ltd.

Открыл техническую программу главный технолог компании «ПДНК Сейв Вел» Андрей Спивак. В своем докладе «Проблемы в скважинах старого фонда и в новых скважинах, пробуренных традиционным способом» он рассказал о трудностях, с которыми сталкивается большинство нефтяных и газовых скважин – низкое пластовое давление как следствие истощения пластовой энергии, образование пробок различной природы, высокий уровень кольматации продуктивной зоны, обводнение. Кроме того, докладчик вкратце описал технологические решения, способные преодолеть эти негативные последствия длительной эксплуатации скважин и представляемые на украинском рынке его компанией.

Далее выступил директор по продажам и маркетингу компании Wellbore Intervention Ltd. Барри Вебстер. Его презентация была

Резентация передовых сервисных технологий была проведена в Полтаве, столице крупнейшего нефтегазодобывающего региона Украины, 22 июня 2011 г. Она была организована компанией PNDK Save Well, Ltd. Актуальность мероприятия не вызывает сомнений. В то время, когда высокие цены на энергоносители на мировом рынке остаются высокими, в стране простаивает более 3000 заглушенных скважин, которые можно вернуть к производству с помощью новых технологий повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока.

Компания PNDK Save Well, Ltd., установив стратегическое партнерство с голландской сервисной компанией Coil Services B.V., поставила своей целью привлечь на украинский рынок нефтегазового сервиса новейшие инновационные разработки западных компаний. Для ознакомления с этими технологиями и оборудованием и была организована эта презентация.

С техническими докладами выступили специалисты таких компаний, как PNDK Save Well, Coil Services B.V., Weatherford, Radial Drilling Services Inc. и Wellbore Intervention Ltd.

Техническую программу открыл Андрей Спивак, главный технолог компании PNDK Save Well. В своем докладе «Проблемы в скважинах старого фонда и в новых скважинах, пробуренных традиционным способом» он рассказал о трудностях, с которыми сталкивается большинство нефтяных и газовых скважин – низкое пластовое давление как следствие истощения пластовой энергии, образование пробок различной природы, высокий уровень кольматации продуктивной зоны, обводнение. Кроме того, докладчик вкратце описал технологические решения, способные преодолеть эти негативные последствия длительной эксплуатации скважин и представляемые на украинском рынке его компанией.



посвящена инновационному инструменту для внутрискважинных работ, разработанному и выпускаемому этой компанией. Wellbore Intervention в основном работает в регионе Северного моря. Успешный опыт сотрудничества с голландской компанией Coil Services в области поставки отклонителя для колтюбингового бурения боковых стволов стал основанием для развития отношений с ПДНК Сейв Вел и выходом на украинский рынок. В презентации был представлен ловильный и фрезеровочный инструмент, а также комплекс оборудования для абразивно-струйной перфорации и абразивной резки.

Тонкостям колтюбингового бурения боковых стволов и используемому при этом оборудованию была посвящена следующая презентация, сделанная Барри Вебстером совместно с Полом Овертоном, менеджером по операционной и технической поддержке компании Coil Services, который выступал по поручению и от имени компании AnTech, разработчика и производителя КНБК POLARIS и COLT.

Региональный менеджер по Европе в области промышленной химии компании Weatherford Марк Плогмейкес в докладе «Услуги по заканчиванию и работы с химреагентами. Химическое проектирование» представил основные разработки этой компании в области нефтепромысловой химии для интенсификации притока и ГРП, РИР, а также для реабилитации и восстановления скважин.

Презентация «Капиллярные гибкие трубы» исполнительного директора компании Coil Services Куса Фрилинга была посвящена преимуществам

The technical session was continued by Barry Webster, sales and marketing director of Wellbore Intervention Ltd. His presentation was devoted to innovative tool for well intervention operations, which was developed and is now manufactured by the above-mentioned Company. Wellbore Intervention operates mainly in the North Sea region. Successful experience of cooperation with Dutch company Coil Services in the field of supply of deflecting tools for coiled tubing sidetracking formed the basis for development of partnership relations with PNDK Save Well and access to Ukrainian market. Barry Webster presented information about fishing and milling tools, as well as about special systems for abrasive-jet perforation and abrasive cutting.

The next presentation was made by Barry Webster together with Paul Overton, operational and technical support manager of Coil Services, who spoke on behalf of AnTech Company, developer and manufacturer of POLARIS and COLT bottomhole assemblies. It was dedicated to the details of coiled tubing sidetracking and the corresponding equipment.

Mark Ploegmakers, Europe region manager, Chemical Services, Weatherford, in his report «Completion and chemical services. Chemical engineering» told about the main advances of his Company in the field of oilfield chemistry for flow stimulation, hydraulic fracturing, squeeze cementing and wells recovery.



использования технологий с применением капиллярных гибких труб. Среди основных достоинств капиллярных ГНКТ он отметил увеличение притока, уменьшение количества ремонтов, простоту в установке и эксплуатации, экономию средств за счет более эффективного использования химических реагентов и др. Кроме того, докладчик остановился на описании применяемого оборудования и системах подвешивания капиллярных ГТ как через устье скважины, так и с применением системы с адаптированным вставным предохранительным клапаном.

Представители компании Radial Drilling Services Inc. – директор по производственным вопросам по СНГ Сергей Фаерман и региональный менеджер по странам СНГ Юрий Дырин – сделали доклад о разработанной этой компанией технологии радиального вскрытия пластов, которая применяется в России с 2003 года. Сущность технологии заключается в вырезании в эксплуатационной колонне окна, через которое с помощью гидромониторной насадки бурятся радиальные каналы длиной до 100 м. Докладчики отметили перспективность ее применения на украинских месторождениях нефти и газа.

Пол Овертон в своей презентации «Увеличение скорости выноса флюида из скважины с помощью гибкой трубы» описал основные преимущества этой технологии, а также используемое оборудование и установку ГНКТ в скважине. Пол также сделал доклад о возможностях и преимуществах трубопроводного азотного сервиса и способах решения проблем по

Presentation «Capillary coiled tubing» made by Koos Frieling, business development manager of Coil Services, was devoted to advantages of capillary coiled tubing application. Among the main advantages of capillary coiled tubing strings he mentioned increasing of inflow rate, reduction of repair operations number, simplicity in installation and operation, cost cutting due to more effective utilization of chemicals and others. In addition the speaker described equipment in service and capillary coiled tubing suspension systems, which allow to suspend coiled tubing both through the wellhead and by means of special system with adaptive cartridge relief valve.

Representatives of Radial Drilling Services Inc. – Sergey Faerman, chief operating officer, CIS countries, and Yuriy Dyrin, regional manager, CIS countries – made a report about radial drilling technology developed by their Company, which is used in Russia since 2003. The principle of this technology consists in cutting a window in production string and utilization of this window for radial drilling (of holes up to 330 ft. in length) with the help of jet nozzle. The speakers mentioned a great potential of this technology at Ukrainian oil and gas fields.

Paul Overton in his presentation «Increasing of washover velocity of well fluid with the help of coiled tubing» described the main advantages of this technology, as well as the corresponding equipment and coiled tubing unit that can be used. Paul also made a report about the



обеспечению целостности трубопроводов. В отдельной презентации специалист компании Coil Services описал технические возможности технологии и оборудования для проведения многостадийного ГПП Mongoose.

Инжинирингу при проведении работ с гибкой трубой, а также необходимости проведения корректных расчетов при работе с ГНКТ в скважине была посвящена еще одна презентация Андрея Спивака. В ней он также описал современные технические средства для контроля параметров рабочего процесса в режиме реального времени и сравнения их с расчетными параметрами, полученными при моделировании процесса.

Заключительная презентация главного инженера компании «ПДНК Сейв Вел» Михаила Футуймы была посвящена техническому оснащению представляемой им компании, в частности, основным характеристикам имеющегося бурового оборудования и инструмента.

Завершился семинар демонстрацией установленного на улице оборудования компании «ПДНК Сейв Вел» – колтюбинговой и азотной установок.

Главный итог прошедшего мероприятия – то, что его посетили представители практически всех нефтегазодобывающих предприятий Украины, а это позволяет надеяться, что в ближайшем будущем новые технологии ПНП с применением колтюбинга придут и на украинские месторождения углеводородов. ☉

Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

possibilities and advantages of pipeline nitrogen service and methods of solving the problems connected with pipelines integrity maintaining. Finally he described technical capabilities of Mongoose technology for multistage hydraulic fracturing.

Another presentation by Andrey Spivak was dedicated to engineering during coiled tubing operations and the necessity of making correct calculations when dealing with coiled tubing string lowered into well. There he also described up-to-date technological tools for real-time monitoring of work process parameters and comparison of them with design parameters obtained during process simulation.

The final presentation made by Mikhail Futujma, chief engineer of PNDK Save Well, told us about technological infrastructure of the above-mentioned company, particularly about the basic characteristics of available drilling equipment and tools.

The activity ended with demonstration of coiled tubing and nitrogen units of PNDK Save Well Company, which were situated in the street.

The main outcome of this activity consists in the fact that it was attended by representatives of almost all oil and gas producing companies of Ukraine. It gives hope that in the nearest future new technologies of oil recovery enhancement with coiled tubing utilization will come to Ukrainian hydrocarbon fields. ☉

Sergey TORPACHEV, Coiled Tubing Times

ФИДМАШ: первая десятилетка

FIDMASH Marks Its Tenth Anniversary

Ныне бренд «Фидмаш» хорошо известен всем, кто связан с нефтегазовым сервисом. И не только в России и СНГ, но и далеко за их пределами – везде, где добывают черное и голубое золото, становящееся для человечества всё драгоценнее.

СЗАО «Фидмаш» в июле 2011 года отпраздновало свой первый круглый юбилей – 10 лет! В прессе компанию принято упоминать уже исключительно с приставкой «лидер в производстве инновационного оборудования для нефтегазового сервиса». Фидмаш является ведущим в Евразии производителем колтюбинговой техники. **На сегодняшний день 75% колтюбинговых установок, работающих в СНГ, произведено СЗАО «Фидмаш».**

Аналогичное оборудование производится только в Канаде и Америке. Вся продукция СЗАО «Фидмаш» – результат научно-технических разработок собственного конструкторского бюро.

Предприятие выпускает практически полный спектр высокотехнологичного оборудования для сервисных работ, в том числе колтюбинговые установки всех типов (легкого, среднего и тяжелого) для работы на суше и на море, с гибкой трубой от 19 до 89 мм, противовыбросовое оборудование, насосные, азотные и цементировочные агрегаты, комплексы для гидроразрыва пласта, в том числе насосные установки, смесительные агрегаты, машины манифольдов, станции контроля управления, дозаторы и транспортировщики проппанта, гидратационные установки и другое оборудование.

Иными словами, «все из одних рук» для организации и оснащения высокоэффективного сервисного бизнеса, с гарантией точного взаимодействия и высокой результативности как отдельных единиц, так и всего комплекса оборудования в целом. Это очень важно для создаваемых ныне многими странами национальных сервисов, а также для новых небольших сервисных компаний.

Только за последние пять лет было разработано,

Fidmash brand is currently well known to everybody who is related to oil and gas service sector. It is well known not only in Russia and CIS, but also far abroad – in every place where people produce oil and gas that become more and more valuable for the mankind.

In July 2011 Fidmash celebrated its first anniversary – 10 years! In the press the company is always describes as a “leading manufacturer of innovative equipment for oil and gas service sector”. Fidmash is a leading manufacturer of coiled tubing equipment in Eurasia. **For the moment, 75% of coiled tubing units operating in the CIS countries are produced by Fidmash.**

Similar equipment is produced only in Canada and the United States. All the Fidmash's products are the result of research and development work of the company's own design bureau.

The company produces the whole range of high-tech equipment for service works, including all types of coiled tubing units (light, medium and heavy) meant for offshore and onshore operation with a coiled tube from 0.748 to 3.504 inches in diameter, blowout preventing equipment, pumping, nitrogen and cementing units, hydraulic fracturing hardware systems including pumping units, blenders, manifold machines, control stations, dosing and proppant transporting machines, hydration units and other equipment.

In other words, Fidmash is a one stop company where one can purchase all the necessary equipment to organize a successful business in oil and gas service sector. One can also be sure that both separate equipment units and the whole equipment complex will work properly and efficiently. This is very important for the national oil and gas service systems, which are currently being established in many countries, as well as for new small service companies.

Only over the recent five years more than 150 units of high-tech equipment were developed,



*Потребительская конференция – 2008
Consumer's Conference – 2008*

произведено и внедрено в эксплуатацию более 150 единиц высокотехнологичного оборудования, в 3 раза выросла численность персонала и более чем в 5 раз – объемы реализации, расширились и появились новые рынки сбыта выпускаемой продукции.

Оборудование производства СЗАО «Фидмаш» успешно используется такими нефте- и газодобывающими вертикально интегрированными компаниями, как Газпром, Лукойл, Роснефть, Сургутнефтегаз, Татнефть, Башнефть, Белоруснефть, Укрнафта, Укргазодобыча, Узбекнефтегаз и др.

Качество оборудования удовлетворяет мировым стандартам. Около 40% произведенной техники эксплуатируется ведущими мировыми сервисными компаниям, такими как Schlumberger, Baker Huges, Weatherford, которые, как известно, отличаются тем, что используют только очень качественное многофункциональное оборудование.

Сервис и техническая поддержка поставляемой СЗАО «Фидмаш» продукции осуществляются 24 часа в сутки 7 дней в неделю независимо от года выпуска той или иной единицы.

О ПРОШЛОМ И НАСТОЯЩЕМ

...А начиналось всё в уже далеком 1998 году, когда Белорусский фонд развития и поддержки изобретательской деятельности (ФИД) инициировал проект «Колтюбинг». На тот момент в России над этой темой работало несколько конструкторских групп, но произвести технику, которая успешно конкурировала бы с американскими и канадскими аналогами, не получалось. Организованной к тому времени Группе ФИД удалось переломить эту ситуацию, не только создав первую действующую колтюбинговую установку, но и сократив до одного года путь от идеи до успешного испытания готового опытного образца. Этот гигантский, без преувеличения, шаг осуществила команда молодых и амбициозных, но уже имеющих опыт работы на белорусских предприятиях, специалистов в области проектирования и производства машиностроительной техники,

manufactured and put into operation. The number of personnel has increased three-fold; sales volumes have increased more than five-fold. Over this period of time the company has expanded and entered new sales markets.

Equipment manufactured by Fidmash is successfully operated by such vertically integrated oil and gas companies as Gazprom, Lukoil, Rosneft, Surgutneftegaz, Tatneft, Bashneft, Belorusneft, Ukrnafta, Ukrgezodobycha, Uzbekneftegaz and others.

The quality of equipment meets international standards. About 40% of the equipment manufactured by the company is operated by the world's leading service companies like Schlumberger, Baker Huges, Weatherford, which, as is well known, use only high-quality multifunctional equipment.

Fidmash provides 24/7 servicing of the sold equipment and technical support irrespective of the production year of this or that equipment unit.

THE PAST AND THE PRESENT

...Company's history started back in 1998 when Belarusian Fund for Development and Support of Inventive Activities (FID) initiated a Coiled Tubing Project. At that moment several design groups in Russia were working on this subject, but they could not produce equipment competitive with the American or Canadian analogs. FID Group, established by that time, managed to turn the tide. They did not only produce the first operating coiled tubing unit, but they have passed the whole way from an idea to successful testing of a prototype CT unit over the period of only one year. This really giant move forward was made by a team of young and ambitious, but already having working experience at Belarusian enterprises, specialists in the field of design and manufacture of machine building equipment. The majority of these specialists became the main staff of Fidmash's design bureau later on.

Firs domestic coiled tubing unit was named RANT



Колтюбинговая установка МК30Т-60
CT unit MK30T-60

большинство которых позднее стало основой КБ СЗАО «Фидмаш».

Первая колтюбинговая установка отечественного производства называлась РАНТ10.01М. На агрегат была установлена безмуфтовая длинномерная труба диаметром 33,5 мм и длиной 2700 м. Установка была поставлена в Газпром, показала высокую эффективность и окупилась менее чем за три месяца. В 1999 году специалистами Группы ФИД была спроектирована следующая установка – М10, которая обладала рядом значительных преимуществ по сравнению с РАНТ 10.01М. С установкой М10 существенно сократилась продолжительность операций, повысилась эффективность выполняемых работ. Это был существенный прорыв в производстве установок легкой серии.

Конструкторы Группы ФИД не остановились на этом этапе и приступили к созданию установки средней серии с усилием инжектора до 24 т, с диаметром трубы до 50 мм. Эти агрегаты предназначались для проведения всего комплекса ремонтных и восстановительных работ в средних и глубоких скважинах.

В 2001 году Группой ФИД с привлечением иностранного инвестора было создано специализированное проектно-производственное предприятие «Фидмаш», предназначенное для серийного производства колтюбинговых установок.

За первые годы деятельности компании (с 2001-го по 2005-й) был разработан типоразмерный

10.01М. It was equipped with a long flush-joint tube 1,319 inches in diameter and 8,858 feet in length. The unit was supplied to Gazprom, proved its efficiency and paid off in less than three months. In 1999 FID Group specialists designed next CT unit – M10 that had a number of advantages in comparison with RANT 10.01M. M10 unit allowed considerably reducing duration of operations and increasing the efficiency of works. This was a breakthrough in the production of light series units.

FID Group designers did not stop at this stage and started creation of a medium series unit with injector pulling capacity up to 52,910 pounds and tube diameter up to 1.969 inches. These new units were meant for the whole range of repair and recovery operations in medium and deep wells.

In 2001 with the participation of a foreign investor FID Group established a specialized design and production enterprise Fidmash meant for series manufacturing of coiled tubing units.

During first operational years (from 2001 to 2005) the company designed a series of coiled tubing units of different classes with injector pulling capacity from 22,050 to 99,210 pounds installed on different chassis, semi-trailers as well as in modular modification (including CT units for offshore drilling platforms). Together with the CT units the company designed and manufactured blowout preventing equipment and other auxiliary equipment (coiled tube respooling unit, different modifications of

ряд колтюбинговых установок различных классов с тяговым усилием инжекторов от 10 до 45 т на различных шасси, полуприцепах и в блочном исполнении (в том числе и для морских буровых платформ). В комплексе с колтюбинговыми установками было спроектировано и изготовлено противовыбросовое и другое вспомогательное оборудование (установки для перемотки трубы, устьевые сборные основания различных модификаций, площадки монтажные скважинные и т.п.). Были созданы колтюбинговые установки, позволяющие производить в том числе и буровые работы.

Выпускаемая предприятием продукция непрерывно совершенствовалась. Не подтвердившие качество комплектующие заменялись на более надежные от ведущих мировых производителей, применялись инновационные решения, позволившие ориентироваться на экспорт. В 2004-м году первыми покупателями продукции Фидмаша за пределами СНГ стали SMAPE и Schlumberger. Выход на мировой рынок продиктовал новые требования, которые были успешно выполнены. Были применены более эффективные конструктивные решения, которые появились в результате работы с международными сервисными компаниями.

С 2004 года начато освоение выпуска основного набора установок для оснащения флотов ГРП. Используя передовой опыт мировых лидеров, были созданы насосные установки на базе шасси или полуприцепа, пропантовозы и пропантоподатчики различных типоразмеров и исполнений, смесительные установки (блендеры), блоки манифольдов, станции контроля и управления. Ныне Фидмаш производит полный комплекс оборудования для гидравлического разрыва пласта.

Самым значительным событием 2005 года стало появление нового инвестора – компании NATIONAL OILWELL VARCO (NOV). Если предыдущие инвесторы работали на уровне лишь финансовой поддержки, то руководство NOV стало активно и эффективно принимать участие во всех сферах деятельности Фидмаша: технической,



*Пусконаладка колтюбинговой установки. Бургаз, 2007
At the CT unit commissioning and start-up. Burgaz, 2007*

wellhead substructures, well mounting pads, etc.). Coiled tubing units able to perform drilling works were also built up.

The company's products were constantly improving. Components that are not compliant with the quality standards were replaced with more reliable ones produced by world's leading manufacturers; innovative solutions were applied allowing the company to tap export markets. In 2004 SMAPE and Schlumberger became first buyers of Fidmash's products from outside the CIS. Fidmash's entering the international market imposed new requirements that were successfully fulfilled. More efficient structural solutions that appeared as a result of working with international service companies were applied at Fidmash.

In 2004 Fidmash started production of the main range of equipment for hydraulic fracturing. The company used best international practice to create pumping units installed on chassis and semi-trailers, proppant carrying vehicles and proppant feeder units of different types and modifications, blenders, manifold blocks, control stations. Currently Fidmash produces the whole range of equipment for hydraulic fracturing.

Coming of a new investor - NATIONAL OILWELL VARCO (NOV) – was the most significant event in 2005. While previous

investors were simply providing financial support, NOV management started to actively and effectively participate in all spheres of Fidmash's activities:

маркетинговой, производственной, кадровой и др. Новый инвестор привнес свои высокие стандарты качества, которым отныне продукция Фидмаша должна была соответствовать.

С момента интеграции с NOV была произведена кардинальная модернизация разработанного ранее колтюбингового и другого оборудования. Внедрены технические решения, используемые зарубежными лидерами в производстве аналогичной техники, что позволило заметно повысить качество и надежность оборудования, а также улучшить его потребительские свойства. Разработаны модификации оборудования, соответствующие индивидуальным требованиям известных мировых сервисных компаний. Также при поддержке NOV разработаны и запущены в производство новые виды различных установок вспомогательного назначения.

С 2008 года Фидмаш развивает направление собственного производства различных электронных систем и устройств.

В последние годы (2010–2011) освоено новое для компании оборудование: цементируемые установки, азотные установки испарительного типа, мобильные насосные установки различного назначения. Происходит расширение номенклатуры оборудования для ГРП различным вспомогательным оборудованием. Создаются электронные системы управления и автоматизации технологических процессов выпускаемого оборудования. Продолжается совершенствование колтюбинговой техники, применяются различные шасси, в том числе зарубежного производства.

Все выпускаемое СЗАО «Фидмаш» оборудование проходит комплекс необходимых испытаний, обязательную сертификацию на соответствие требованиям технических регламентов и нормативных документов, экспертизу промышленной безопасности и имеет все необходимые разрешительные документы для его дальнейшей постановки на учет и безопасной эксплуатации. Все новые разработки запатентованы.

О СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА И СЕРВИСНОЙ ПОДДЕРЖКЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ

В 2002 году было принято стратегическое решение по созданию системы управления предприятием на базе международных стандартов серии ISO 9001:2000. Поставленная задача была реализована в кратчайшие сроки. Ассоциацией по сертификации «Русский Регистр» 26 июня 2003 года система менеджмента качества СЗАО «Фидмаш» была признана соответствующей требованиям международного стандарта ISO 9001:2000. Были намечены новые задачи, в частности по сертификации системы с привлечением уже международных сертификационных организаций, и в июне 2006 года была проведена успешная сертификация компанией SAI Global.

technical, marketing, production, HR and others. New investor introduced its own high quality standards, and from that moment Fidmash's products had to comply with such standards.

After integration with NOV all the previously developed coiled tubing and other types of equipment were modernized. Fidmash introduced technical solutions used by foreign leading companies manufacturing similar equipment. That allowed Fidmash remarkably improving quality and reliability of the equipment and improving its consumer properties. Models of equipment complying with the individual requirements of renowned international service companies were developed. With the assistance of NOV new types of auxiliary units were developed and their production was launched.

Since 2008 Fidmash has been developing its own production of different electronic systems and devices.

Over the recent years (2010–2011) Fidmash mastered the production of new types of equipment: cementing units, evaporation-type nitrogen units, mobile pumping units for different applications. The company is expanding the range of hydraulic fracturing equipment by production of different auxiliary units. The company creates electronic control systems and process automation systems for the manufactured equipment. Fidmash continues improving its coiled tubing equipment; it uses different chassis, including foreign-made ones.

All the equipment manufactured by Fidmash undergoes a set of tests, mandatory certification for compliance with the technical regulations, industrial safety expert review and has all the necessary permits for its further registration and safe operation. All the new developments are patented.

QUALITY MANAGEMENT SYSTEM AND AFTERSALES SERVICING

In 2002 a strategic decision was made to introduce management system based on international standard ISO 9001:2000. This was done in the shortest possible time. On June 26, 2003 Russian Register Certification Association recognized Fidmash's quality management system as compliant with the requirements of an international standard ISO 9001:2000. The company also planned to receive certificates of international certification organizations and in June 2006 Fidmash was successfully certified by SAI Global.

Market economy determined the direction of quality management system improvement. In 2010 the company set a new strategic objective – to improve quality management system and undergo certification in the American Petroleum Institute for compliance with the specification of quality

Условия рыночной экономики предопределили новое направление в улучшении системы менеджмента качества. В 2010 году была поставлена следующая стратегическая задача – проведение доработки системы менеджмента качества и последующей сертификации в Американском институте нефти на соответствие спецификации программ обеспечения качества в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности (Spec. API/ISO TS 29001).

24 июня 2011 года по итогам проведенных аудитов система менеджмента качества была сертифицирована (получила регистрацию на соответствие требованиям стандарта Американского института нефти Spec. API Q1) и получила три сертификата APIQR:

- API Specification Q1
- ISO/TS 29001
- ISO 9001:2008

Следующий намеченный к реализации шаг – сертификация выпускаемой продукции на соответствие требованиям стандарта Американского института нефти API Specification 16A и API Specification 6A.

Внедрение системы менеджмента качества и ее постоянное усовершенствование дает вполне ощутимые результаты. Так за счет улучшения качества продукции произошло значительное снижение (за период 2006–2011 годов в 8 раз) несоответствий, выявляемых при эксплуатации, что не только повысило уровень удовлетворенности потребителя, но и позволило сэкономить финансовые ресурсы предприятия за счет снижения затрат на гарантийное обслуживание более чем в два раза.

Немалую роль в этом сыграла организация сервисной поддержки потребителя как в гарантийный, так и в постгарантийный период эксплуатации оборудования.

За последние годы был практически полностью обновлен отдел сервиса. Сегодня здесь работают высококвалифицированные специалисты, имеющие большой практический опыт технического обслуживания выпускаемого предприятием оборудования. Внедрена система закрепления сотрудников отдела сервиса за конкретными изделиями – от сборки, приемки до внедрения у потребителя (обучение, пусконаладочные работы и т.д.). Благодаря этому, специалисты отдела сервиса, понимающие тонкости эксплуатации в конкретном регионе, у конкретного потребителя могут быстро и эффективно оказать полную техническую поддержку фактически в онлайн-режиме.

Однако сервисные услуги – это не только высококвалифицированные специалисты, но и техническое обеспечение, а также постоянная поддержка потребителя от обучения до информирования о новых технических разработках, которыми завод-изготовитель готов оснастить

assurance programs in oil, petrochemical and gas industry (Spec. API/ISO TS 29001).

On June 24, 2011 after the conduct of all the necessary audits the company's management system was certified (was registered as compliant with Spec. API Q1) and received three APIQR certificates:

- API Specification Q1
- ISO/TS 29001
- ISO 9001:2008

The next objective is to receive API Specification 16A and API Specification 6A certificates.

Introduction of the quality management system and its continuous improvement yields quite tangible results. Thus, due to improvement of products quality, the number of non-conformities detected during equipment operation has considerably reduced (8-time reduction from 2006 to 2011).

This helped not only to increase satisfaction level of the company's customers but also to save funds due to more than a two-fold reduction of warranty service costs.

Provision of support to the clients during and after the warranty period also played an important role.

Over the recent years the service department was almost completely renewed. Currently this department employs highly-qualified specialists who have extensive practical experience in technical maintenance of the equipment manufactured by the company. The company introduced a system when service department employees specialize in certain types of equipment – from assembly and acceptance stage to putting into operation at the client's facilities (training, commissioning, etc.). Owing to this, service department specialists who clearly understand the peculiarities of equipment operation in certain regions are able to provide full-fledged technical support to specific clients almost on-line.

However, aftersales service is not only highly-qualified specialists. This also includes technical support and continuous assistance to the clients beginning with training and ending with informing clients about new accessories and technical solutions meant for previously manufactured equipment. The company created and maintains a centralized spare parts warehouse. Currently Fidmash is working on establishment of regional spare part warehouses.

The existing training system allows both training young professionals in the basics of equipment operation and upgrading qualification of the experienced specialists.

The company developed and proposes to its clients the modernization program meant for earlier manufactured equipment. As a result, a consumer gets equipment that is technically compliant with the state-of-the-art requirements and current rules and regulations.

выпущенное ранее оборудование. Создан и поддерживается в постоянной готовности централизованный склад запчастей. В настоящий момент ведутся работы по созданию региональных складов.

Предлагаемая система обучения потребителей позволяет как обучать азам работы на оборудовании новичков, так и повышать квалификацию уже имеющих опыт специалистов.

Разработана и предлагается программа модернизации ранее выпущенной техники. В результате данных работ потребитель получает оборудование, технически отвечающее современному уровню и требованиям действующих правил и норм.

Но самым эффективным способом обмена опытом является живое общение.

Поэтому предприятие каждую весну проводит очередную потребительскую конференцию. В 2011 году состоялась уже седьмая такая встреча. В процессе конференции до потребителей доводится информация по последним техническим разработкам, опыту эксплуатации оборудования, и, что немаловажно, специалисты СЗАО «Фидмаш» получают обратную связь, касающуюся эксплуатации оборудования в конкретных регионах, а также предложения по улучшению конструкции и системы работы в рамках сервисного обслуживания.

ГЛАВНОЕ БОГАТСТВО – КАДРЫ

Напомним, что успех проекта «Колтюбинг» уже на самой первой стадии был предопределен именно командой талантливых конструкторов и менеджеров, сумевших в кратчайшие сроки разработать уникальную технику и представить ее на рынке.

Фидмаш создает и укрепляет свою корпоративную культуру, превращающую коллектив в команду единомышленников. Здесь делается всё, чтобы сотрудники получали от работы не только материальное удовлетворение, но и удовольствие. Повышение ценности рабочего места для каждого сотрудника стратегически важно для предприятия. Поэтому поддерживается атмосфера сотрудничества, творческого отношения к своим обязанностям, понимания каждым фидмашевцем значения своего вклада в конечный результат. Создаются условия для



Пропантовоз. Нефтеюганск, 2004

Proppant tanker. Nefteyugansk, 2004

Of course, live communication is the most efficient way of experience exchange. That is why each spring Fidmash organizes traditional consumer conference. In 2011 the 7th conference took place. During the conference the company informs its consumers about the latest technical developments, equipment operation experience, and, what is very important, Fidmash's specialists receive a feedback regarding equipment operation in specific regions as well as proposals to improve equipment's structure and work within the framework of equipment servicing.

HUMAN RESOURCES – THE MAIN TREASURE

We would like to remind you that the success of the Coiled Tubing Project from the very beginning was stipulated by a team of talented young designers and managers, who managed to develop unique equipment and brought it to the market in the shortest time possible.

Fidmash creates and enhances its corporate culture aimed at turning the staff into a team of like-minded persons. The company does its best so that besides financial satisfaction the company's employees also derive pleasure from their work. It is very important for the company to enhance the value of each workplace. That is why company's management sustains the atmosphere of cooperation, creativity



Новое поколение фидмашевцев
New generation of Fidmash employees

постоянного профессионального и личностного развития каждого отдельного сотрудника. В результате Фидмаш достигает своих бизнес-целей, а сотрудники могут гордиться престижной работой в надежной компании с хорошими перспективами карьерного роста. Благоприятная рабочая атмосфера, пакет социальных программ, поощрение здорового образа жизни – все это приметы предприятия, где думают не только о сегодняшнем, но и о завтрашнем дне.

Напряженный труд должен чередоваться с эффективным отдыхом – это аксиома. Корпоративные праздники на природе, приуроченные ко Дню работников нефтяной, газовой и топливной промышленности (1-е воскресенье сентября) и Дню машиностроителя (последнее воскресенье сентября), пользуются огромным успехом. А мини-футбол и настольный теннис настолько популярны, что их можно считать фидмашевскими видами спорта!

На одной из фотографий вы видите множество детских лиц. Снимок сделан во время экскурсии «сборной» детей сотрудников СЗАО «Фидмаш» на предприятие, где трудятся их родители. Психологи считают, что очень важно еще в детстве заложить в человеке интерес к реальному делу. Жажда узнавания нового в этих пытливых глазах неподдельна. Это значит, что у Фидмаша впереди еще очень много юбилеев! ☺

Ольга ЛИС, «Время колтюбинга»

and clear understanding by each employee of his or her input into the ultimate result. The company creates conditions for continuous professional and personal development of each employee. As a result of this policy Fidmash achieves its business goals and the employees can be proud of working in a reliable company with good prospects of career advancement. Favorable working climate, social package and promotion of healthy lifestyle – these are the distinctive features of a company that takes thought not only for today but also for tomorrow.

There is a postulate that intense work should be followed by an efficient relaxation. Corporate outdoor events dedicated to the Day of Oil, Gas and Fuel Industry Workers (1st Sunday of September) and the Day of Machine Builder are very popular among the employees. Futsal and table tennis are so popular that can easily be considered as Fidmash's special sports!

In one of the photos you can see a lot of children. This photo was taken during a tour of the company organized for the Fidmash employees' children. Psychologists think that it is very important to stir a person's interest in real work from the very childhood. If you look at the children's eyes you will see a real thirst for new things and knowledge. That means that Fidmash has a lot of anniversaries ahead! ☺

Olga LIS, Coiled Tubing Times

АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

The Coiled Tubing Times

QUESTIONNAIRE

1. Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования?
2. Какие уникальные операции Вам удавалось производить с помощью колтюбинговых установок?
3. Какие новые технологии Вы собираетесь освоить?
4. В оборудовании для каких работ Ваше предприятие сегодня особенно нуждается?
5. О каких колтюбинговых технологиях и конкретных операциях Вам хотелось бы знать больше?
6. Какого рода источники профессиональной информации, на Ваш взгляд, наиболее действенны?

1. What are the main operations conducted at your company with the use of coiled tubing equipment?
2. What unique operations did you manage to perform with the use of coiled tubing units?
3. What kind of new technologies do you plan to master?
4. What kind of equipment does your company currently require most?
5. What coiled tubing technologies and specific operations would you like to know more about?
6. In your opinion, what kind of sources of professional information are the most effective ones?

**Д.Р. Фролов, директор по бригаде ГНКТ
ООО «Ямал Петросервис»**

1. Геофизические исследования в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах с применением установки ГНКТ МК10Т.
2. Пескоструйная перфорация, ГИС на ГНКТ.
3. Извлечение жидкости из забоя газовых скважин.
4. В оборудовании для новых видов работ на ГНКТ.
5. –
6. Неформальные беседы.

**D.R. Frolov, Coiled Tubing Director,
Yamal-Petroservice**

1. Geophysical logging in horizontal and sub-horizontal wells employing MK10T coiled tubing unit.
2. Sandblast perforation, geophysical logging via coiled tubing.
3. Liquid withdrawal from the bottom of gas wells.
4. Equipment for new types of operations with the coiled tubing.
5. –
6. Informal conversations.

**В.П. Мороз, директор по коiled tubing
ООО «Интегра-Сервисы»**

1. Освоение скважин после ГРП, обработки призабойных зон, освоение вторых стволов скважин.
2. В этом году пока нет.
3. Если можно назвать новыми, то ГФИ на ГНКТ и перфорацию на ГНКТ.
4. В цементировочном оборудовании.
5. О ГРП на ГНКТ, ГФИ на ГНКТ в скважинах с горизонтальным участком длиной более 800 м.
6. Общение с коллегами из других компаний, но в РФ возможностей для такого общения недостаточно.

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

1. Промывка, нормализация забоя; ГИС; ГПП; удаление гидратных пробок; удаление АСПО; освоение.
2. ISOSET (ГПП + ГРП + нормализация/освоение на горизонтальных скважинах).
3. Бурение с ГНКТ.
4. В оборудовании для направленного бурения.
5. –
6. Журналы, монографии, материалы конференций, справочники, сайты, методички проведения работ, неформальные беседы с коллегами из других компаний.

**К.Н. Яровой, супервайзер
ООО «ПДНК Save Well»**

1. Освоение скважин; нормализация забоя; вымыв пробок различного вида; разбуривание твердых пробок (устанавливаемых мостовых пробок); пескоструйная перфорация; ловильные работы (извлечение посторонних предметов), СКО.
2. Пескоструйная перфорация с использованием трехступенчатого перфоратора; извлечение инструмента длиной 15 м, оставленного в пакерной сборке.
3. Радиальное вскрытие пласта; выход в зону кольматации с помощью обычной КУ.
4. Особенно не нуждается. Рассматриваем варианты (см. п. 3).
5. О проведении различного рода операций с использованием гибкой трубы и скважинного инструмента сквозь НКТ;

**АКМАШ-ХОЛДИНГ**
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ
ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ
ЦЕПИ
ДЛЯ КОИЛТЮБИНГОВЫХ 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

**V.P. Moroz, Director for Coiled Tubing,
Integra Services**

1. Well completion after hydraulic fracturing, bottomhole treatment, completion of side tracks.
2. There have been none this year.
3. Geophysical logging via coiled tubing and perforating wells using coiled tubing, of course if we can consider such operations to be new ones.
4. Cementing equipment.
5. About hydraulic fracturing via coiled tubing and geophysical logging via coiled tubing in the wells with horizontal leg longer than 800 meters.
6. Communication with colleagues from other companies, however there are no enough opportunities for such communication in Russia.

**S.A. Zagranichny, Technical Engineer-
Coiled Tubing Expert, Trican Well Service**

1. Flushing, bottomhole clening; geophysical logging; hydro-sandblast perforation; hydrate plug removal; removal of asphalt, resin and paraffin deposits; completion.
2. ISOSET (hydro-sandblast perforation+hydraulic fracturing+cleaning/ completion at horizontal wells).
3. Coiled tubing drilling.
4. Equipment for directional drilling.
5. –
6. Journals, monographs, conference proceedings, reference books, websites, operations manuals, informal conversations with colleagues from other companies.

K.N. Yarovoi, Supervisor, Save Well

1. Well completion; bottomhole cleaning;

АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

The Coiled Tubing Times

QUESTIONNAIRE

об установке клина-отклонителя; ориентации инструмента; фрезеровании обсадной колонны (ОК); отходе от забоя в нужном направлении на заданную глубину.

6. Интернет-форумы (профессиональные); специальная литература; отраслевые журналы; неформальные беседы с коллегами.

Ю.А. Подхормный, ведущий инженер-технолог ООО «Юг-Нефтегаз»

1. Водоограничение; промывка песчаных и парафиновых пробок.
2. –
3. Пескоструйная перфорация.
4. –
5. О пескоструйной перфорации, ГРП.
6. Журналы, справочники, методички проведения работ, неформальные беседы с коллегами из других компаний.

В.Л. Третьяков, инженер-конструктор БелНИПИнефть, РУП ПО «Белоруснефть»

1. Промывки НКТ и скважин; проведение солянокислотных обработок; проведение пенокислотных обработок; промывки скважины от проппанта после получения «стопа» при проведении ГРП.
2. Освоение многозабойных скважин первого и второго уровня ТАМЛ; проведение ПГИ на притоке по определению работающих интервалов субгоризонтального открытого ствола скважины.
3. Проведение изоляционных работ с колтюбингом; радиальное вскрытие пласта; проведение геофизических исследований с колтюбингом.
4. В оборудовании для радиального вскрытия пласта.
5. О проведении геофизических исследований с колтюбингом; проведении изоляционных работ.
6. Материалы конференций, неформальные беседы с коллегами из других компаний. ☉

- removal of different types of plugs; drilling out solid plugs (installed bridge plugs); sandblast perforation; fishing works (retrieval of restrictions), hydrochloric acid treatment.
2. Sandblast perforation with the use of three-stage perforator; retrieval of a 15-meter tool left in the packer assembly.
3. Radial drilling; reaching the calmatation area with conventional coiled tubing unit.
4. There is no particular need. We are currently considering different options (see item 3).
5. About performance of different through-tube operations with the use of coiled tubing and downhole tools; about installation of a whipstock; tool orientation; casing milling; deviation from the bottomhole in the right direction to a given depth.
6. Internet forums (professional); specialist literature; trade journals; informal conversations with colleagues.

Yu.A. Podhomny, Senior Process Engineer, Yug-Neftegaz

1. Water influx reduction; removing sand and paraffin plugs.
2. –
3. Sandblast perforation.
4. –
5. Sandblast perforation, hydraulic fracturing.
6. Journals, reference books, operations manuals, informal conversations with colleagues from other companies.

V.L. Tretyakov, Design Engineer, BelNIPIneft research institute, Belarusneft

1. Well and production string flushing; hydrochloric acid treatments; foam-acid treatments; washing proppant out of the well after the “stop” during hydraulic fracturing.
2. Completion of multilateral wells of ТАМЛ level 1 and level 2; downhole logging during the flow to identify the operating intervals in the sub-horizontal open hole.
3. Performance of isolation works with coiled tubing; radial drilling; geophysical logging via coiled tubing.
4. Equipment for radial drilling.
5. Performance of geophysical logging via coiled tubing; performance of isolation works.
6. Conference proceedings, informal conversations with colleagues from other companies. ☉

18

Вторник, 18 окт.
2011

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

ВВЦ, Павильон 75, Москва, Россия



18-20 октября

Раскройте истинный потенциал Арктики на Конференции и Выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

- 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
- Уникальная возможность участия – «Инкубатор технологий»
- Конференционная программа, составленная SPE, под общей темой «Экстремальные проблемы для Разведки и Добычи»

Среди докладчиков на пленарных сессиях, тематических завтраках и обедах - признанные эксперты отрасли, в числе которых:

Владимир Владимиров
Вице-Губернатор ЯНАО

Билл Скотт
Управляющий, Арктический Центр, компания
Chevron Canada Limited

Кристиан Букович
Вице-президент по геологоразведке по России и СНГ,
Shell Exploration and Production Services

В рамках технических сессий – более 80 докладов ведущих экспертов отрасли.

Полная версия программы конференции
и электронная регистрация открыта на сайте:
www.arcticoilgas.com

Зарегистрируйтесь прямо сейчас!

Подробности:
Ирина Кузнецова
Группа нефтегазовых мероприятий RX, Россия
Т: +7 495 937 6861
E: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

Организаторы:



Reed Exhibitions
Energy & Marine
ООО «Рид Экспозишн»

Платиновые спонсоры



Золотой спонсор



Спонсоры

KUEHNE+NAGEL
ExxonMobil





Фото: М. Мухин
Photo: M. Mukhin

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина прошел фотоконкурс «Красота месторождений». Такое название ему дала профессор Л.А. Магадова.

В конкурсе приняли участие студенты, преподаватели, сотрудники университета – все, кто бывает на месторождениях, зачастую расположенных там, где тень от вертолета более привычна, чем след человека.

Авторы запечатлевали вдохновившие их пейзажи не для участия в конкурсе, а потому что очень хотелось оставить память об удивительных проявлениях русской природы, но в процессе обмена впечатлениями с коллегами возникла идея поделиться красотой месторождений, выставить фотоснимки на всеобщее обозрение.

Сегодня мы публикуем фотографии, набравшие наибольшее число голосов посетителей фотовыставки.

Мы будем рады получать от наших читателей фотосвидетельства красоты месторождений. Поддержите идею коллег из РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина! Ждем ваши работы по адресу cttimes@cttimes.org. Лучшие фотографии будут опубликованы в журнале «Время колюбинга».

BEAUTY OF LAND DEPOSITS

A photo contest "Beauty of land deposits" took place in I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University. The idea of the contest was conceived by Professor L.A. Magadova.

Among the participants of the contest there were students, teachers, university personnel – all who happened to visit the sites of land deposits and production fields that are often located in destinations, where a helicopter's shadow is more likely to be seen than a human footprint.

The authors pictorialized the landscapes that amazed them not for the contest, but because they longed to retain the memory of wonderful manifestations of Russian nature. But while exchanging their impressions with the colleagues, they had an idea of sharing the beauty of land deposits and exhibiting the pictures before the public.

In this issue we publish the pictures that received the biggest number of votes from visitors of the photo exhibition.

We will be happy to receive photo records of the beauty of land deposits from our readers. Support the idea of I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University. Please, send your pictures to the address cttimes@cttimes.org. The best photos will be published in the Coiled Tubing Times Journal.



Фото: В. Мазуров
Photo: V. Mazurov



Фото: В. Дьяченко
Photo: V. Djachenko



КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ / BEAUTY OF LAND DEPOSIT



Фото: М. Силин
Photo: M. Silin



Фото: В. Мазуров
Photo: V. Mazurov



Фото: М. Силин
Photo: M. Silin

Фелипе Фернандес-Арместо и его «Цивилизации»

Британский историк и автор нескольких популярных трудов по истории родился в 1950 году в Лондоне в семье испанского журналиста Фелипе Фернандеса-Арместо и Бетти Миллан де Фернандес-Арместо, британской журналистки, которая была соучредителем и редактором «Дипломата» (The Diplomatist), журнала, предназначенного для базировавшегося в Лондоне дипломатического корпуса.

В 2009 году Фелипе Фернандес-Арместо начал работу на историческом факультете Университета, до этого возглавлял кафедры в Университете имени Тафтса и Лондонском университете (колледж Куин Мэри). Основная часть его профессионального пути связана с преподаванием в Оксфорде, где он получил диплом и учился в аспирантуре. Работал по приглашению во многих университетах и исследовательских институтах Европы, Северной и Южной Америки, обладатель почетной докторской степени Университета Ла Тробе (La Trobe University) и Андского университета (Universidad de los Andes).

Фернандес-Арместо привлек внимание СМИ в 2007 году заявлением о том, что стал жертвой грубого обращения полицейских в Атланте (штат Джорджия) в результате нарушения им правил уличного движения.

Среди наград Фернандеса-Арместо – медаль Джона Картера Брауна, медаль Кеарда, вручаемая Национальным морским музеем (Великобритания), Национальная исследовательская премия от Испанского географического общества, Национальная гастрономическая премия Испании за труд по истории еды и юбилейная медаль, выпущенная в связи с трехсотлетием Лондонского общества антикваров. В 2008 году Андский университет присвоил ученому почетную докторскую степень.

Felipe Fernández-Armesto and His "Civilizations"

A British historian and author of several popular works of history was born in 1950 in London, his father was the Spanish journalist Felipe Fernández Armesto and his mother was Betty Millan de Fernandez-Armesto, a British-born journalist and co-founder and editor of The Diplomatist, the in-house journal of the diplomatic corps in London.

Felipe Fernandez-Armesto joined the history department at the University of Notre Dame in 2009, after occupying chairs at Tufts University and the University of London (Queen Mary College). He had spent most of his career teaching at Oxford, where he was an undergraduate and doctoral student. He has had visiting appointments at many universities and research institutes in Europe and the Americas, and has honorary doctorates from La Trobe University and the Universidad de los Andes.

Fernández-Armesto gained media attention in 2007 for his alleged brutalising by five policemen in Atlanta, Georgia as a result of jaywalking.

Among other distinctions, Fernández-Armesto has won the John Carter Brown Medal, the Caird Medal of the National Maritime Museum (UK), the Premio Nacional a Investigación of the Sociedad Geográfica Española, Soain's Premio Nacional de Gastronomía for his history of food, and the Tercentenary Medal of the Society of Antiquaries of London. He also received an honorary doctorate from the Universidad de los Andes in 2008.



СКРИЖАЛИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ THE TABLES OF ECOLOGICAL HISTORY

«НЕ СУЩЕСТВУЕТ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ИСТОРИИ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА. История – «человеческая» наука: она слишком пропитана слезами, кровью, эмоциями и ненавистью, чтобы быть чем-то иным. Будь она «наукой» в старомодном понимании этого слова – областью изучения, в которой все происходит по неизменным законам, – в которой предсказуемы все последствия, я бы счел такую историю непривлекательной. Предмет науки о человечестве – человек, и все человеческое достойно понимания историка. Но чтобы понять человека правильно, его нужно увидеть в контексте с остальной частью природы. Мы не можем исключить себя из экосистемы, в которой существуем. Разорвать «цепь существ», которая связывает нас со всем живым миром. Наш вид входит в огромное животное царство. И окружение, которое мы создаем для себя, вырубается, выдалбливается из того, что дала нам природа... Таким образом, история в определенном смысле – это историческая экология», – эта цитата в достаточной мере характеризует кредо Фелипе Фернандеса-Арместо, ученого, предлагающего свой оригинальный взгляд на развитие рода человеческого.

Во времена Советского Союза и в самой стране, и во всех государствах социалистического лагеря в гуманитарных науках единолично господствовал формационный подход к изучению истории, вытекавший из учения Карла Маркса, согласно которому материальной основой жизни общества считался способ производства, на основе которого возникали и взаимодействовали все остальные сферы. Такой подход делил историю на ступени: первобытнообщинный строй, рабовладельческий, феодальный, капиталистический, коммунистический. Человечество неумолимо шло вперед, к обязательному прогрессу. При этом формационная модель незаметно оставляла за бортом промежуточные и нетипичные

‘THERE IS NO SUCH THING AS EXCLUSIVELY HUMAN HISTORY. History is a “humane” discipline: it is too far steeped in tears and blood and affectivity and hatred ever to be anything else. If it were a “science” – in the old-fashioned sense of the word, a field of study governed by laws, in which effects were predictable – I should find it uninviting. The study of mankind is man and, to historians, nothing human is foreign. But to understand man properly, you have to see him in the context of the rest of nature. We cannot get out of the ecosystem in which we are linked, the “chain of being” which binds us to all the other biota. Our species belongs in the great animal continuum. The environments we fashion for ourselves are gouged or cobbled out of what nature has given us... All history is, therefore, in a sense, historical ecology,’ – this quotation is an adequate reflection of the belief held by Felipe Fernandez-Armesto, a scientist who offers his own distinctive view at the evolution of the human race.

In Soviet times all the countries of the socialist camp recognized formational approach to history studies as the only possible with it deriving from Karl Marx’s theory which claimed the production method to be the material basis for the life of a society and predetermine the development and interaction of all other spheres. Such approach saw history as a series of upward stages, including the primitive communal system, slave-owning system, feudalism, capitalism and communist society. The humankind was not to be stopped on its way to progress. However the formational model tended to overlook borderline and non-standard cases which the human race encountered in abundance.

The civilizational approach which settled in our territory at the beginning of the 1990’s attempted at making up for this limitation. This approach is considered to have been introduced by Oswald Spengler and Arnold Toynbee. The former, in the ‘Decline of the West’, his magnum opus, described the history cycles of numerous unique and inimitable cultures with their creation, rise and downfall.



случаи, коих полон путь, пройденный человечеством.

Этот недостаток попыталась нивелировать модель цивилизационная, пришедшая в наши края в начале 1990-х. Родоначальниками цивилизационного подхода считаются Освальд Шпенглер и Арнольд Тойнби. Первый в фундаментальном труде «Закат Европы» описал циклическую историю возникновения, расцвета и гибели многочисленных самобытных и неповторимых культур. К числу «великих культур», вполне реализовавших свои потенции, Шпенглер отнес китайскую, вавилонскую, египетскую, индийскую, античную, византийско-арабскую, западную, культуру майя, а также «пробуждающуюся» русско-сибирскую. Тойнби выдвинул понятие «цивилизации», которую определил как замкнутое общество, характеризующееся при помощи двух основных критериев: религии и формы ее организации и территориального признака, степени удаленности от того места, где данное общество первоначально возникло. Таких «замкнутых обществ» автор «Постижения истории» насчитал от 21 до 26.

Продолжателем цивилизационного подхода считается Сэмюэл Хантингтон, чей труд «Столкновение цивилизаций» стал одним из самых популярных геополитических трактатов 90-х годов XX века, книгой, по-новому описывающей существующую политическую реальность и дающую прогноз глобального развития. Цивилизация, по Хантингтону, определяется как общими объективными элементами (язык, история, религия, обычаи, социальные институты), так и субъективной самоидентификацией людей. Мыслитель считал, что цивилизационная идентичность будет играть все более весомую роль в будущем, а мир будет формироваться в значительной степени под влиянием взаимодействия 7–8 ведущих цивилизаций – «западной», «конфуцианской», японской, исламской, индусской, славянско-православной, латиноамериканской и, вероятно, африканской. Хантингтон предсказал, что наиболее значительные вооруженные конфликты будут происходить на «культурных рубежах», разделяющих эти цивилизации. Эти прогнозы, увы, сбываются...

Цивилизационный подход ясно просматривается и в «Коллапсе» Джареда Даймонда, и в «Богатстве и нищете народов» Дэвида Ландеса, и в трудах других видных авторов, предлагающих собственную классификацию мозаики человечества или соглашающихся с непререкаемыми авторитетами.

Фелипе Фернандес-Арместо стоит в крыле «цивилизационщиков» особняком, хотя его главная книга называется, как манифест: «Цивилизации». Но взгляд на цивилизации в этом труде парадоксален: в центре исследования оказались общества, не пытавшиеся изменить окружающий мир, а наоборот, подстраивавшиеся под его требования. То есть такие, которые официальной наукой не включены в список высокоразвитых цивилизаций. Фернандес-

СКРИЖАЛИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ THE TABLES OF ECOLOGICAL HISTORY

The 'Great Cultures' which, according to Spengler, fulfilled their potential included the Chinese, Babylonian, Egyptian, Indian, Greco-Roman, Byzantine, Islamic, Western and Mayan culture, as well as the 'awakening' Russo-Siberian culture. Toynbee put forward the term of 'civilization' defining it as an isolated society with two basic characteristic features: religion with its organization form and the location factor or the distance from the place where such society first appeared. The author of 'A Study of History' named from 21 to 26 of such 'arrested societies'.

The civilizational approach is believed to have found its continuation in the works of Samuel Huntington whose 'Clash of Civilizations' has become one of the most popular geopolitical tractates of the 1990's giving a new glimpse of the existing political reality and a forecast for the global development. According to Huntington, civilization is determined by both general objective elements (language, history, religion, customs, and social institutions) and people's subjective self-identity. The thinker believed the role of civilization identity to be constantly growing in future with the world taking its shape, for the most part, under the influence of 7 or 8 major civilizations, i.e. Western, Confucian, Japanese, Islamic, Hindu, Slavic-Orthodox, Latin American and possibly African civilization. Huntington predicted that armed conflicts would primarily break out along the 'fault lines between civilizations'. Sadly, these predictions are coming true...

The civilizational approach is clearly visible in Jared Diamond's 'Collapse', David Landes' 'The Wealth and Poverty of Nations' and in the works of prominent authors who either offer their own classifications of the human mosaic, or support the indisputable authority of the others.

Felipe Fernandez-Armesto stands apart among the 'civilization' representatives, although his major work 'Civilizations' sounds manifesto-like. However, the opinions proclaimed in it are paradoxical: the research focuses on the societies which did not try to change the world but adjusted themselves to its requirements. In other words, the societies not regarded by the official science as highly developed civilizations. Fernandez-Armesto makes the Eskimos, Aleutians, Kalahari Bushmen, aboriginal Australians, Polynesians and North American Indians the priority subject of his research and finds out that in some terms these so called low societies stand above the highly developed ones.



Арместо обращает свой исследовательский взгляд на эскимосов, алеутов, бушменов пустыни Калахари, австралийских аборигенов, островитян Полинезии, североамериканских индейцев и находит, что эти, как принято считать, невысокоразвитые общества по ряду критериев стоят много выше обществ, которые принято относить к высокоразвитым.

Условием выживания и процветания для этих обществ стала совокупность факторов, которые Фелипе Фернандес-Арместо определяет как «программу систематических отношений с природой». Под такой программой ученый понимает гармоничное взаимодействие с окружающей средой, способность и желание к ней приспособиться, научиться использовать в целях выживания рода-племени и особенности климата, и преимущества географического положения, которые, заметим, цивилизованные люди сочли бы скорее за недостатки.

В «Цивилизациях» вы найдете множество примеров, когда подобная стратегия приносила успех. Например, эскимосы-инуиты, «варварский» народ севера, начали переселяться в Гренландию почти тогда же, когда и «цивилизованные» норвежцы, – в XII–XIII веках. Норвежцы были на достаточно высоком техническом уровне развития, инуиты – на низком. Норвежцы строили каменные дома и рубили лес на топливо. Инуиты обходились снежными иглу, а согревали себя теплом от особых ламп на тюленьем жире. Вот только соревнование с европейцами инуиты выиграли вчистую – в XV веке колонии викингов погибли. Возможно, из-за резкого похолодания. А эскимосы населяют Гренландию до сих пор.

Бушменам на юге Африки пришлось подружиться с совсем другой природной средой – с жаркой пустыней Калахари. Они подстроились под нее, создав систему строгих табу, которая позволяла в течение достаточного времени сохранять пищу и справедливо делить ее внутри племени. Бушмены изобрели собственную примитивную, но вполне эффективную, технику – охотничьи луки, свою культуру обрядов и преданий. С точки зрения европейца начала XX века, бушмены из Калахари – варвары. Для европейца начала XXI

The main condition for such societies to survive and thrive is to follow a number of rules determined by Felipe Fernandez-Armesto as a 'program for the systematic refashioning of nature'. The scientist understands such program as a balanced interaction with the environment, the ability and intention to adapt for it, to learn how to help the tribe to survive using the climate and geographic location which the civilized people would confront.

'Civilizations' gives scores of examples of such strategy being successful. Thus, the Inuits (Eskimos), the 'barbarians' of the North, started migrating to Greenland in the 12–13th centuries, almost simultaneously with the 'civilized' Norwegians. Unlike the Inuits, the Norwegians had by that time reached a fairly high level of technical development. They built stone houses and used firewood. The Inuits did with igloos made of snow and used seal oil as the source of heat. Nevertheless, the Inuits beat the Europeans good and proper – in the 15th century the settlements of the Vikings vanished, while the Eskimos still inhabit Greenland.

In Southern Africa Bushmen had to make friends with an absolutely different environment – the hot desert of Kalahari. They adjusted themselves to it by establishing a system of rigid taboos which allowed them to preserve food for a long time and to share it within the tribe. The Bushmen created their own efficient, even if primitive, arms – hunting bows, and their own culture of rites and legends. The Europeans of the 20th century would call the Kalahari Bushmen barbarians. The Europeans of the 21st century would not make such hasty generalizations. The Bushmen who chose to refuse many of the signs of civilization were more successful than the Indians from the Mohave Desert who tried to transform their environment. They built an impressive network of irrigation canals which we would definitely call a sign of a highly developed civilization. However, when a lasting drought set in the

столетия все не так просто. Эксперимент бушменов – сознательный отказ от многих признаков того, что мы считаем цивилизацией, – оказался успешнее, например, экспериментов индейцев из Мохаве, которые тоже жили в пустыне, но попытались преобразовать свою среду обитания. Они построили грандиозную сеть ирригационных каналов, которые нам, наверное, показались бы признаком высокоразвитой цивилизации. Однако продолжительная засуха положила конец смелому эксперименту, и люди ушли из Мохаве, чтобы вернуться лишь в XX веке, когда пар и электричество сделали их сильнее природы. Вот парадоксальный пример того, что отход от варварства может завести в тупик. Это один из интереснейших выводов исследования Фернандеса-Арместо.

В предисловии к «Цивилизациям» Фелипе Фернандес-Арместо пишет: «В каждой части этой книги я рассматриваю особый тип среды. (...) Вывод, к которому я хочу подвести читателя, – цивилизация может появиться где угодно. Мнение о том, что некоторые среды являются уникально благоприятными для зарождения цивилизации, вряд ли более оправданно, чем представление о том, что те или иные народы трудолюбивее, что есть более и менее ленивые расы. Конечно, справедливо, что развивать и сохранять цивилизацию в определенных условиях труднее, но не существует среды, которая не покорилась бы попыткам человека сделать ее обитаемой и приспособить к своим потребностям. Когда изучаешь одну цивилизацию за другой, видно, что места их создания хаотично разбросаны по всей поверхности земного шара и наиболее заметны там, где традиционная история цивилизаций это недооценивает. (...) В разных частях мира одинаковая среда вызывает разные реакции и решения. Поэтому среда, оказывая влияние на историю цивилизации, не определяет ее, хотя этот фактор бывает чрезвычайно сильным и дает одни результаты чаще других. Вообще, я уверен, что человеческий опыт, который мы объединяем в единое целое под заголовком «история», чем-нибудь определяется, детерминирован. Многолетний опыт изучения истории приводит к заключению, что развитие происходит случайно, в рамках, установленных материальными потребностями и силой воли. Иными словами, ход истории беспорядочен, причины непостижимы, а итоги проследить невозможно».

Получается, что цивилизации – как люди... Одни приспособляются к условиям и побеждают, другие пытаются идти вперед по правилам и остаются в лузерах. И случай в их судьбах играет не последнюю роль... И сила воли способна указать путь от хаоса к процветанию... Только очень важно понимать, что означает слово «процветание» в каждом конкретном случае. ☉

Галина ЯХОНТОВА, «Время колтубинга»

СКРИЖАЛИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ THE TABLES OF ECOLOGICAL HISTORY

daring experiment was over and the inhabitants of the Mohave abandoned it to come back only in the 20th century armed against nature with steam and electricity. This is a paradoxical example of how withdrawal from barbarity can bring to a deadlock. It is one of the most striking conclusions made by Fernandez-Armesto in his research.

In the introduction to 'Civilizations' Felipe Fernandez-Armesto says, 'A type of environment is the subject of each part of the book. (...) The effect is to suggest that civilization can happen anywhere. The prejudice that some environments are uniquely conducive is hardly more justifiable than that which claims that some peoples are more productive than others or some races more prone. It is true that civilization is harder to sustain in some environments than others, but no habitable environment has wholly resisted attempts to recraft it to suit human purposes. When looked at environment by environment, the talent to civilize appears higgledy-piggledy all over the world and may be concentrated most conspicuously in places traditionally undervalued by conventional histories of civilization. (...) In different parts of the world, similar environments inspire different responses and solutions. The history of civilization is therefore conditioned but not "determined" by environment, even though the influence of the environment is pervasive and tends to favour some outcomes rather than others. Indeed, I am not aware of any evidence that any of the human experience we lump together under the heading of "history" is determined by anything. A near-lifetime of studying it has left me convinced that it happens at random, within limits allowed by a mixture of willpower and material exigency. Or else it happens chaotically, by way of untraceable causes and untrackable effects'.

It turns out that civilizations are like people... Some of them adjust to the circumstances and win, others force their way living by their own rules and lose. Their fate may be predetermined by a chance... The willpower may lead from chaos to prosperity... However, it is well worth remembering what prosperity means in each specific case. ☉

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

Фелипе Фернандес-Арместо

ЦИТАТЫ ИЗ КНИГИ «ЦИВИЛИЗАЦИИ»

Я предлагаю определить цивилизацию как тип отношений с естественной средой, преобразованной таким образом, чтобы она удовлетворяла потребностям человека.

Вымыслы, в которые верят люди, в культурном отношении существеннее фактов, которые они игнорируют.

Китайский потенциал трансформации остального мира еще не израсходован – а значит, еще будет расходоваться.

...не боясь осуждения, я смею утверждать, что жители крайнего запада Европы – отребье европейской истории, а наши земли – выгребная яма, куда история отправляет свои отбросы.

Греки строили мир, как можно более удаленный от варварства: сознательно сконструированный и искусственный.

Весь цивилизованный проект можно оценивать по той уверенности, с какой он рассчитывает на будущее.

Тем не менее, единство мира, в котором мусульманин всегда чувствует себя среди своих, поразительно.

Америка в действительности никогда не была землей одиноких рейнджеров. На каждого вооруженного пистолетом индивидуалиста на улице и на каждую неклеящую корову в загоне приходилось тысячи законопослушных граждан в фортах и караванах фургонов.

Герои не делают историю, зато история делает героев. Ценности и тенденции века можно определить по тому, каких героев он избирает.

К исходу века (двадцатого) люди потеряли веру в то, что наука спасет мир: напротив, победило представление о науке как о Франкенштейне.

Существует очень немного «уроков истории», и люди уж точно никогда их не усваивают. Но опыт двадцатого века, по-видимому, все-таки учит одному: если вы толкуете цивилизацию как прогрессивную, вы обязательно разочаруетесь.

Цивилизация тонкокожа: стоит ее поскрести, и покажется варварство.

Цивилизация и тирания совместимы. Более того, на протяжении почти всей истории они были нераздельны. Цивилизации никогда не возникли бы без фанатичных стремлений фараонов и фаланг, без самоотверженного труда миллионов подданных, без жертв.

Felipe Fernández-Armesto

QUOTING THE 'CIVILIZATIONS'

I propose to define civilization as a type of relationship: a relationship to the natural environment, recrafted, by the civilizing impulse, to meet human demands.

The falsehoods men believe are more culturally significant than the facts they ignore.

Chinese potential for transforming the rest of the world is still unfulfilled – but that only means that it is unspent.

I can therefore say, without fear or favour, that we Western Europeans are the dregs of Eurasian history, and our lands are the sump into which that history has drained.

The Greeks built a world as far removed from savagery as they could make it: as consciously artificial, as resolutely constructed.

You can judge a civilization's prospects by the confidence with which it builds for the future.

Nevertheless, the homogeneity of a world in which a Muslim would always feel chez soi was striking.

America was never really a land of Lone Rangers. For every gun-toting individualist on the street or maverick in the corral, there were always a thousand solid citizens in the stockade or the wagon train.

Heroes may not make history, but history certainly makes heroes. You can tell the values and trends of an age by the heroes it chooses.

By the end of the century, people no longer trusted science to save the world; on the contrary, the Frankenstein image of science took over.

There are few "lessons of history," and in any case people never seem to learn from them. But the twentieth-century experience does seem to teach us one thing: If you misrepresent civilization as progressive, you are bound to disappoint people.

Civilization is skin-thin: scratch it and savagery bleeds out.

Civilization and tyranny are reconcilable. Indeed, for most of history they have been inseparable. Civilizations could never have arisen without the visionary drive of pharaohs and phalanxes, or the labor and sacrifices of millions of their subjects and victims.

ИЗБРАННЫЕ ТРУДЫ ФЕЛИПЕ ФЕРНАНДЕСА-АРМЕСТО / SELECTED WORKS OF FELIPE FERNANDEZ-ARMESTO

- The Spanish Armada (1990)
- Millennium: A History of Our Last Thousand Years (1995)
- Reformation: Christianity & the World 1500 - 2000 (1996) (co-authored with Derek Wilson)
- Truth: A History and a Guide for the Perplexed (1997)
- Civilizations (2000)
- Food: A History (published as "Near a Thousand Tables" in US/Can) (2001)
- The Americas (2003)
- Ideas That Changed the World (2003)
- Humankind: A brief History (2004)
- Pathfinders: a Global History of Exploration (2006)
- The World: A Global History (2007)
- 1492. The Year the World Began (2009)



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 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