



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

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя Ученого
совета 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

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

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

И.М. КРИВИХИН, главный инженер Сургутского
УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз»

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

Г. ЛИС, директор по планированию
коммерческой деятельности и стратегическому
партнерству компании BCG Energy Ltd

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
технической механики РГУ нефти и газа им. И.М.
Губкина

А.Я. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, 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»»

В.А. ШУРИНОВ, к.т.н., директор
Некоммерческого партнерства «Центр развития
колтюбинговых технологий»

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

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

I. KRIVIKHIN, Chief Engineer of Surgut
UPNP&KRS, JSC Surgutneftegaz

A. LAPATSENTAVA, Director General,
NOV Fidmash

G. LEES, Commercial and Alliance Strategy,
BCG Energy Ltd

A. MOLCHANOV, Doctor of Engineering,
Professor, Manager of the Chair of Technical
Mechanics, Gubkin Russian State University
of Oil and Gas

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

V. SHURINOV, Doctor of Engineering, Director,
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

A.Y. TRETIAK, Professor, the Chairman
of the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics
Department, SRSTU (NPI)

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

B. VYDRIK, Deputy Chairman of the Academic
Council, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing
Technologies Development Center"

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

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

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка (cttimes@cttimes.org);
РЕДАКТОР – Сергей Торпачёв (st@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ПЕРЕВОДЧИКИ – Вячеслав Баранов (vb@cttimes.org), Василий Андреев (va@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора УП «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)

ИЗДАТЕЛЬ

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»
Директор НП «ЦРКТ» Владимир Шуринов

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 425.
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.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

РостЭКтехнологии, ITE LLC, Экспоцентр, НИТПО, Акмаш-холдинг, Краснодарский компрессорный завод, Формост, Фидмаш, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, NOV Oilfield Services Vostok, Global Tubing
Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.
Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск
Заказ № 9758

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka (cttimes@cttimes.org);
EDITOR – Sergey Torpachev (st@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Olga Gabdulkhakova (ovg@cttimes.org);
TRANSLATORS – Viachaslau Baranau (vb@cttimes.org), Vasilii Andreev (va@cttimes.org);
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 UE 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)

PUBLISHER

Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"
Director of NP CTTDC Vladimir Shurinov

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 425,
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.

ADVERTISERS

RosTEKtehnologii, ITE LLC, Expocentre, NITPO, Akmash-holding, The Krasnodar Compressor Plant, Foremost, NOV Fidmash, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, NOV Oilfield Services Vostok, Global Tubing
The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Подготовлен к печати очередной выпуск журнала «Время колтюбинга». Его порядковый номер 33. Число магическое! Символизирует множество и разнообразие, и, наверное, неслучайно под его обложкой собрано множество разнообразных материалов.

О перспективах нефтегазового сервиса рассуждает автор проекта «Время колтюбинга» Леонид Груздилович. Сделанный им вывод неоспорим: «Современный нефтегазовый сервис – это высокопродуктивное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры. Наиболее востребованы заказчиками будут те компании, которые всеми этими составляющими обладают». Наш проект неуклонно стремится информировать своих читателей и посетителей сайта и о характеристиках высокопродуктивного оборудования, и о возможностях прогрессивных технологий. Потому что, согласно опросам, «Время колтюбинга» читают, прежде всего, именно «обученные кадры», которые, какие бы высокие профессиональные позиции сегодня ни занимали, разделяют наше глубокое убеждение в том, что процесс обучения не заканчивается никогда, и нет предела совершенству.

Выпуск №33 расскажет об инновационной технологии испытания разведочных скважин с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки, о применении передового канадского опыта в Сибири, о комплексном решении для перфорирования газовых скважин на морских платформах Сахалина, о плазменно-импульсном воздействии и перспективах его применения на горизонтальных скважинах, о тонкостях направленного бурения с помощью гибкой трубы и еще о многом другом.

Я как редактор очень рад, что редакционному коллективу удастся готовить столь разносторонние номера.

Но (см. выше) ведь нет предела совершенству, и я надеюсь, что редакции удастся в еще большей мере удовлетворять запросы читателей. Для этого мы намерены организовать широкое адресное анкетирование. А еще – готовьте ваши заявки, формулируйте вопросы специалистам, определяйте актуальные темы. Мы ждем ваших писем по адресу cttimes@cttimes.org.

Надеюсь также на личную встречу с наиболее активной читательской аудиторией в рамках 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», соорганизатором которой является редакция нашего журнала. Не сомневаюсь, что это мероприятие станет ярким маяком для курса «Времени колтюбинга». Потому что этот курс мы будем прокладывать вместе с вами.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

The latest edition of the Coiled Tubing Times is ready. It is the thirty-third one. Thirty-three is a magic number! It is a symbol of multitude and diversity, so, the abundance of topics of all sorts under one cover can hardly be called a coincidence.

The prospects of oil and gas services are presented by Leonid Hruzdilovich, the originator of the Coiled Tubing Times project. He comes to an undeniable conclusion: “The present-day oil and gas services stand for high-performance equipment, advanced technologies and qualified staff. Companies which comprise all of these will see the highest customer demand.” Our project keeps pursuing the intended plan of informing the readers and website visitors about the specifications of high-performance equipment and the advanced technologies potential. This approach is of high priority, because the primary audience of the journal, as proved by surveys, is first and foremost the “qualified staff”, and however high their competence and rank might be these people strongly believe, just like we do, that there is no limit to perfection and there should be no end to self-studying.

Issue No 33 will introduce an innovative technology of coiled tubing exploration well testing, dwell upon application of the best Canadian practices in Siberia, give account of an integrated solution for gas well perforating at Sakhalin sea platforms, report on plasma impulse effect and its prospects with regard to horizontal wells, give details of coiled tubing directional drilling and provide many other topics for consideration.

Being the editor, I am happy to have the editorial staff capable of achieving such diversity within one issue. Still (vide supra) there is no limit to perfection, and I hope that in future the readers' requirements will meet still greater response. For this purpose we are planning to start a wide-scale questionnaire survey. In addition to that, think over your requests, raise questions for experts to answer and specify relevant topics. We are looking forward to your letters addressed at cttimes@cttimes.org.

I also hope to meet the most motivated representatives of the journal audience at the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference with our editorial being its co-organizer. I have no doubt that this event will provide the leading light for the Coiled Tubing Times course. This is the course for us to follow together.

Ron CLARKE

С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!



ПЕРСПЕКТИВЫ

Леонид Груздилович

Спрос на сервис будет расти. Но только на качественный6

ГОСТЬ НМЕРА

Global Tubing: создавая качество

(интервью с **Робертом Банчем**, председателем совета директоров и главным исполнительным директором компании Global Tubing)10

ПРАКТИКА

Ю.В. Сухачев, А.В. Кустышев, М.С. Коваль, Д.А. Кустышев

Инновационная технология испытания разведочных скважин с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки14

Передовой канадский опыт в Сибири

(интервью с **Томасом Майклом Броклэнком**, менеджером по производству «Трайкан Велл Сервис», и **Е.В. Самбуровым**, заместителем начальника службы ГНКТ этой компании)20

ТЕХНОЛОГИИ

Артем Цзин, Станислав Заграничный, Александр Рудник

Инновационная методика очистки скважин, оборудованных электрическим центробежным насосом, применяемая после ГРП в условиях Западной Сибири ...24

А.В. Бочкарев

Плазменно-импульсное воздействие. Перспективы применения на горизонтальных скважинах38

Н.А. Демяненко, Р.В. Шемлей, Ю.А. Бутов, А.Н. Богатко

Перспективы развития колтюбингового бурения в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»42

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Колтюбинговое бурение

(на вопросы отвечает технический консультант по продажам оборудования для колтюбингового бурения компании NOV **Джоел Парк**)45

ОБОРУДОВАНИЕ

А.Я. Третьяк, Ю.Ф. Литкевич, А.Е. Асеева

Устройство для создания осевой нагрузки при колтюбинговом бурении48

Ольга Габдулхакова

Центр технологических инноваций Baker Hughes, inc.56

Главная цель – повысить успешность

(интервью с **М.Х. Аминовым**, заместителем директора по новой технике и технологиям ОАО НПФ «Пакер»).....60

Дмитрий Грибановский

Система комплексного сервисного обслуживания оборудования64

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России.....72

ИННОВАЦИИ

Объявлена лучшая технология внутрискважинных работ 2010 года74

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Галина Яхонтова

В эпоху смены глобальных энергетических ориентиров78

Иван Сидоров

Передний край нефтепромышленной химии86

Новые возможности для обмена знаниями и опытом96

ЮБИЛЕИ100
РЕГИОНЫ

Валентина Целищева

Двукратное ускорение на Em-Ëge106

АНКЕТА «Времени колтюбинга».....110

НОВОСТИ115

А – Ω

«Если мы не сможем найти способ выжить в ближайшие полвека, то колонизировать галактики будет некому...» (эксклюзивная беседа с **Джаредом Даймондом**)120

PROSPECTS

Leanid Hruzdilovich

The Demand for Services will Keep Growing. For Quality Services Only6

GUEST OF THE ISSUE

Global Tubing: Creating Value

(interview with **C. Robert Bunch**, Chairman and Chief Executive Officer of Global Tubing, LLC)10

PRACTICE

U.V. Sukhachev, A.V. Kustyshev, M.S. Koval, D.A. Kustyshev

Innovative Technology of Exploration Wells Testing with Application of Coiled Tubing Unit14

State-of-the-Art Canadian Experience in Siberia (interview with **Thomas Michael Brocklebank**,

Operations Manager, Trican Well Service, and **Egor Samburov**, Deputy CTU Manager of this Company)20

TECHNOLOGIES

Artem Tszin, Stanislav Zagranichniy, Alexander Rudnik

An Innovative Technique for Cleaning out Hydraulically Fractured ESP Wells in Western Siberia24

A.V. Bochkaryov

Plasma-Pulse Impact. Prospects of Its Application at Horizontal Wells38

N.A. Demianenko, R.V. Shemlei, Y.A. Butov, A.N. Bogatko

Prospects of CT Drilling at Production Enterprise Belorusneft42

QUESTIONS TO SPECIALIST

Coiled Tubing Drilling (**Joel Park**, Coiled Tubing Drilling Technical Sales, NOV is answering the questions of our readers)45

EQUIPMENT

A.Y. Tretyak, Y.F. Litkevich, A.E. Aseeva

A Device for Generation of Axial Weight on Drill Bit During Coiled Tubing Drilling48

Olga Gabdulkhakova

Baker Hughes, Inc. Center for Technology Innovation56

The Main Goal is to Ensure Success

(interview with **Marat Aminev**, Deputy Director for New Equipment and Technology of Scientific and Production Company “Packer”)60

Dzmitry Hrybanouski

The System of Comprehensive Equipment Maintenance64

Manufacturer’s Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia72

INNOVATIONS

The Best Intervention Technology 2010 Announced74

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

Galina Yakhontova

In the Era of Global Energy Accents Shift78

Ivan Sidorov

The Forefront of Oil-Field Chemistry86

New Opportunities for Exchange of Knowledge and Experience96

JUBILEES100

REGIONS

Valentina Tselishcheva

Double Boost at Yem-Yegovsky Field.....106

Coiled Tubing Times QUESTIONNAIRE110

NEWS115

A&Ω

“If We Fail to Find a Way for Survival During the Next Fifty Years, There Will Be No One to Colonize Galaxies...”(exclusive interview with **Jared Diamond**)120



Спрос на сервис будет расти. Но только на качественный

The Demand for Services will Keep Growing. For Quality Services Only

Леонид ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель Группы ФИД, автор проекта «Время колтюбинга»
Leonid HRUZDZILOVICH, FID Group Chairman, Coiled Tubing Times project author

Еще совсем недавно, всего какой-то десяток лет назад, участники одной из первых конференций по колтюбинговым технологиям – маститые ученые и руководители министерств и ведомств – до хрипоты спорили, как называть по-русски это новшество – технологию с применением гибкой стальной трубы. Сошлись на термине «колтюбинг». И хотя до сих пор не все филологи соглашаются с подобной транслитерацией, в чем-то там противоречащей каким-то лингвистическим правилам, слово прижилось. Оно отлично «гуглится» и «яндексится», что указывает на его несомненную активность в языке. Оно даже успело приобрести символическое значение. Как слово «цифра» в XXI веке стало обозначать широчайший ассортимент разнообразных приборов, созданных на основе современных цифровых технологий (фотоаппаратов, диктофонов, телевизоров, плееров и т.п.), так слово «колтюбинг» символизирует самое прогрессивное оборудование для современного нефтегазового сервиса. Колтюбинг развивается и как самостоятельное направление, и как важная составляющая направленного бурения, и как «компаньон» ГРП.

С каждым годом колтюбинговые технологии становятся в России все более популярными. Растет количество установок на вооружении как нефтегазодобывающих, так и сервисных компаний, их число уже приближается к 140, расширяется номенклатура операций, осваиваются новые возможности обслуживания скважин с помощью экономичных и надежных гибких труб. Например, ООО «Газпром подземремонт Уренгой», самым крупным предприятием в структуре Газпрома, специализирующемся в области ремонта скважин, в период с 2001 по 2008 год с помощью колтюбинговых установок производства СЗАО «Фидмаш» было проведено порядка тысячи ремонтов, в том числе таких уникальных операций, как селективные закачки водоизолирующих составов с применением надувных



Quite recently, some ten years ago, the participants of one of the first conferences on coiled tubing technologies – eminent scientists and heads of ministries and agencies among them – argued themselves hoarse while choosing the Russian name for the innovation – the technology of coiled tubing application. The term they eventually agreed upon was direct transliteration from English term “coiled tubing”. Although some philologists still find this transliteration disputable

and in a way inconsistent with certain linguistic standards, the term has taken its roots. It comes up readily both in Google and Yandex, which proves its language viability. Moreover, it managed to grow into a symbol. Along with the “digit” connected by the 21st century with a wide range of devices based on modern digital technologies (cameras, voice recorders, TV sets, players, etc.), the “coiled tubing” is now a symbol of the state-of-art equipment for present-day oil and gas services. Whether taken as a separate concept, or an essential component of directional drilling, or a hydraulic fracturing “companion”, coiled tubing keeps developing.

In Russia coiled tubing technologies grow in popularity year after year. Both oil and gas production companies and service companies expand their coiled tubing fleet with the number of units being about 140, broaden the operating range, and master new possibilities of well servicing provided by cost-effective and reliable flexible pipes. Thus, Gazprom Podzemremont Urengoy, the largest enterprise within the Gazprom structure focusing on well servicing, performed over the period of 2001–2008 about a thousand repair operations using the coiled tubing units produced by NOV Fidmash, including the unique operations of selective water-shutoff fluids injection with

пакеров, спускаемых на гибкой трубе. Специалистами сервисных подразделений ОАО «АНК «Башнефть» впервые с использованием колтюбинговой установки были проведены мероприятия по удалению столба жидкости из забоя и интенсификации притока газа. До обработки дебит скважины по газу составлял 4000–6000 м³/сутки, а после обработки вырос до 12 000 м³/сутки. Также в Башнефти была разработана и успешно осуществляется комплексная программа работ с помощью колтюбинга по фонду добывающих скважин, оборудованных УШГН. В рамках этой программы была закуплена модернизированная специальная установка МК10Т и внедрена технология ремонта скважин колтюбинговым оборудованием по межтрубному пространству без глушения и подъема ГНО. ООО «Койлтюбинг-Сервис» с помощью установки МК20Т и специально разработанного растворителя удалось ввести в эксплуатацию скважину, бездействовавшую в течение двадцати лет, а ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» с помощью установки МК20Т – провести с баржи работы по переликвидации скважины, расположенной в акватории реки в зоне подтопления. Конечно, самыми востребованными остаются наиболее простые операции: очистки НКТ от АСПО и обработки призабойной зоны пласта. Таких ремонтов проводятся тысячи и тысячи. Но иногда и они становятся уникальными. Специалистам ООО «Интегра-Сервисы» однажды пришлось заканчивать промывку скважины при температуре -42 °С. Начали обработку при -27 °С, но погодные условия изменились, а трехпластовую скважину глубиной порядка 3000 м нужно было домыть. И люди, и колтюбинговая установка МК20Т вышли из этой экстремальной ситуации победителями.

В настоящее время на сегмент ТКРС в общем объеме сервисных услуг приходится 25%. Рынок нефтегазового сервиса демонстрировал устойчивый рост (22,0–24,5% с 2002 по 2008 год), и одной из причин этого роста было изменение портфеля услуг, в который стали все шире включаться колтюбинговые технологии.

Однако продвижение прогрессивных технологий нефтегазового сервиса хотя и было неизменно поступательным, скорость этого продвижения в последние год-полтора несколько замедлилась. Мировой экономический кризис, следствием которого явилось сначала значительное падение, а затем непрогнозируемые (хотя и с положительным приростом) колебания цен на нефть и газ, привел к замедлению темпов роста нефтегазового сервиса.

В Западной Сибири, ключевом нефтегазодобывающем регионе России, темпы добычи сокращались два последних года подряд. В 2008 году снижение составило 1,2%, а в 2009 году – уже 2,5%.

Снижение добычи в старых регионах в значительной мере компенсировалось введением в эксплуатацию новых месторождений: Ванкорского (Роснефтью),

coiled-tubing-conveyed inflatable packers.

ANK Bashneft experts working for the service units of the company were the first to use coiled tubing for lifting a fluid column from the bottom hole for gas influx stimulation. Before the well treatment the gas flow rate amounted to 141,000–212,000 ft³/day, increasing afterwards up to 424,000 ft³/day. Moreover, Bashneft has developed and implemented an integrated program of coiled tubing activities at producing rod-pumped well stock. The program involved acquiring updated special CT unit MK10T and putting into practice the well workover procedure with coiled tubing equipment working in the annular space without well killing and pulling out the downhole pump equipment. Coiled Tubing Service used MK20T unit and special-purpose solvent in order to bring into production a well which had been inactive for two decades, while Tatneft-AktubinskRemServis managed to perform well re-abandonment off the barge using MK20T unit and operating in the waterlogged area of a river basin. Of course, common operations are the most popular, including the removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the tubing string and formation bottom hole treatment. Such operations number in the thousands. However, even they may become unique. Experts working at Integra-Services had once to complete well flushing at -44 °F. The treatment was started at -17 °F but, the weather conditions having changed, they were to continue with the triple-completion well about 9,843 ft deep. The emergency situation made neither people, nor MK20T unit fail.

Today the well servicing and workover segment accounts for 25% of the total services volume. The oil and gas services market shows sustained growth (22.0–24.5% per year from 2002 through 2008), one of the reasons for such growth being modification of the services portfolio expanded by means of coiled tubing technologies.

At the same time, although the progress of cutting-edge technologies has been permanent, its pace slowed down a little over the recent twelve-eighteen months. The global economic crisis resulting in a sharp drop of oil and gas prices and their subsequent unpredictable (though causing price increase) fluctuations made the rate of oil and gas services expansion fall.

In Western Siberia, the core Russian oil and gas producing region, the rate of production kept decreasing over the recent two years. In 2008 the rate reduction was 1.2%, in 2009 – as much as 2.5%.

The production decline in long-known regions was compensated to a considerable extent by putting into operation new fields, including Vankorskoye field (developed by Rosneft), Timan-Pechora field (developed by Lukoil), Talakansk group of fields (developed by Surgutneftegas), Verkhnechonsk field (developed by TNK-BP), as well as full-scale development of Sakhalin and its offshore areas. However, inadequate

Тиман-Печоры (Лукойлом), Талаканской группы (Сургутнефтегазом), Верхнечонского (ТНК-ВР), а также интенсивного освоения Сахалина и его шельфа. Однако недостаточная развитость инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке способна в обозримом будущем существенно ограничить темпы развития нефтегазосервиса в этих регионах.

В 2008 году в целом по России на 5,5% сократилось количество операций по текущему и капитальному ремонту скважин. В 2009 году сокращение составило 6% – до 129,8 тыс. операций в абсолютном выражении. На фоне уменьшения числа текущих ремонтов доля КРС, в том числе с использованием колтюбинга, в прошлом году продолжала расти ввиду увеличения потребностей заказчиков во все более сложных операциях. При этом средняя продолжительность КРС в 2009 году снизилась до 302,7 часов, а общее количество бригадо-часов КРС – до 10,3 млн часов. Загрузка мощностей у бригад КРС выросла в прошлом году до 23,8 капитальных ремонтов на одну бригаду. Думается, что эти показатели смогли появиться не без внедрения прогрессивных технологий.

В прошлом (№32) выпуске нашего журнала был опубликован обширный материал, обобщающий опыт применения колтюбинга в осложненных условиях Ванкорского месторождения. Авторы к осложненным условиям относят не только и не столько проблемы инженерные, сколько проблемы эксплуатационные, прежде всего ограниченность в коммуникациях: недостаток дорог, которыми можно было бы пользоваться круглый год, и непредсказуемое «поведение» зимников, пригодных к эксплуатации только при минусовых температурах. Во все остальные периоды для доставки грузов приходится прибегать к вертолетам или, там где есть реки, баржам. Авторы статьи отмечают также, что транспортировка барабанов с гибкой трубой к Ванкорскому месторождению является рентабельной, только если осуществлять ее по зимнику.

Можно предположить, что эксплуатационные проблемы аналогичны для всех новых регионов нефтегазодобычи. Поэтому даже при самом успешном их освоении старые регионы не утратят своего значения. Развитая сеть дорог и других инженерных коммуникаций, уютные города и поселки нефтяников и газовиков, построенные всем миром во времена Советского Союза – вся эта инфраструктура экономически оправдывает сохранение в эксплуатации старого фонда скважин, тем более в условиях роста цен на черное золото. Прогнозы здесь обнадеживающие. Специалисты предполагают, что уже в следующем году мировые цены на нефть могут побить отметку в 100 долл./барр. Локомотивом роста станет Китай, экономика которого продолжает набирать обороты. Если эти

infrastructure of Eastern Siberia and Far East regions may have an adverse impact on the rate of oil and gas services growth in foreseeable future.

In 2008 the total amount of well servicing and workover activities performed in Russia was reduced by 5.5%. In 2009 the reduction rate grew to 6% or 129.8 thousand operations in absolute terms. With the number of well servicing operations decreasing the share of well workover activities, including those using coiled tubing technologies, kept growing over the last year due to the growth of customer demand for the operations of ever increasing complexity. Meanwhile, the average duration time for well workover decreased in 2009 to 302.7 hours, with a total amount of well workover crew hours being reduced to 10.3 million hours. The operating rate of well workover crews grew last year up to 23.8 workover operations per crew. These figures seem to have been conditioned by the introduction of advanced technologies.

Our previous issue (No32) provided an exhaustive summary of case histories related to coiled tubing technologies applied in the abnormal conditions of the Vankorskoye field. According to the authors, the scope of abnormal conditions is much more than just engineering problems, it is rather the problems of operational functionality and, first of all, lack of communications: a limited number of all-season roads and unpredictable “behavior” of winter roads serviceable at subzero temperatures only. At any other time cargo delivery is to be carried out by helicopters or barges, if there are rivers nearby. The authors also point out that transportation of coiled tubing reels to the Vankorskoye field can only be

Современный нефтегазовый сервис – это высокопродуктивное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры. Наиболее востребованы заказчиками будут те компании, которые всеми этими составляющими обладают.

The present-day oil and gas services stand for high-performance equipment, advanced technologies and qualified staff. Companies which comprise all of these will see the highest customer demand.

cost-effective if carried out by winter roads.

Presumably, all new oil and gas producing regions face the same operational problems. That is why, however successful their development may be, old regions will never fall into the shade. The extensive road network and engineering services, cities and towns of oil and gas workers once built by the Soviet Union and comfortable to live in – this infrastructure makes keeping the old well stock in service economically feasible, especially with the oil price growing. The related forecasts sound encouraging. According to expert opinion, world oil prices may break through the \$100-a-barrel barrier as early as next year. The stimulus for growth will come from China with its economic life spinning up. If these

прогнозы оправдаются, российские нефтяники получат дополнительные доходы. Рост нефтяных котировок повлечет за собой увеличение спроса на углеводородное сырье, что, в свою очередь, будет стимулировать

развитие всей нефтегазовой отрасли. В этих условиях неминуемо значительное повышение спроса на нефтегазосервисные услуги, на качественный ремонт скважин, поскольку он способен давать быструю отдачу: ведь заниматься разведкой и бурением намного хлопотнее и дороже! Гораздо логичнее и дешевле увеличивать добычу за счет качественного сервиса.

Тенденция просматривается отчетливо, однако при подобном ходе рассуждений нередко упускается какое-нибудь «но». В данном случае ключевое слово – «качественного». Современный нефтегазовый сервис – это высокопродуктивное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры. Наиболее востребованы заказчиками будут те компании, которые всеми этими составляющими обладают. А тот, кто привык работать по старинке и мало заботиться об интеллектуальной составляющей предоставляемых услуг и об оснащении соответствующим оборудованием, в условиях неизбежного роста спроса на высокотехнологичные операции вполне может свою долю рынка потерять.

Именно внедрение новых технологий на базе гибких труб и систем направленного бурения – гарантия устойчивого развития сервисных компаний, конкуренция между которыми будет усиливаться. В этих условиях, согласно прогнозам, будет расти популярность зарезки боковых стволов (ЗБС). Рынок ЗБС увеличится за ближайшие пять лет более чем в три раза: с \$466 млн в 2009 году до \$1,3 млрд в 2015 году, когда годовое число операций может составить более 2,5 тыс. Актуальным, особенно для новых скважин, останется ГПП. Очень хорошие перспективы у операций по оптимизации режимов, у разнообразных воздействий на призабойную зону. В старых регионах будет нарастать потребность в ремонтно-изоляционных работах. Ожидается бурный (с 36 тыс. в 2009 году до 56 тыс. в 2015 году) рост операций по цементированию, особенно по цементированию при КРС. Рынок ТКРС к 2015 году тоже значительно вырастет – до \$5,6 млрд.

Нефтегазовый сервис становится высокотехнологичной отраслью. Потребность в высокопродуктивном оборудовании, квалифицированном персонале и опережающих знаниях о новых технологиях неуклонно нарастает. Это понимают и заказчики, и подрядчики, и производители оборудования. Значит, у черного золота светлые перспективы. ☉

Согласно прогнозам, будет расти популярность зарезки боковых стволов (ЗБС). Рынок ЗБС увеличится за ближайшие пять лет более чем в три раза: с \$466 млн в 2009 году до \$1,3 млрд.

Sidetracking is forecast to grow in popularity. Sidetracking market is expected to expand three times and more over the nearest five years: from \$466 million in 2009 to \$1.3 billion.

forecasts prove accurate, Russian oil workers will see additional revenues. Growth of oil price quotations will result in the increase in demand for raw hydrocarbons, which, in its turn, will stimulate the oil and gas industry development. These circumstances will inevitably involve a greater demand for oil and gas services and quality well workover operations which are more efficient as compared to the challenges and expenses of exploration and well drilling. It is much more reasonable and cheaper to increase production by means of quality services.

The tendency is quite obvious, though such reasoning often misses out some “buts”. In our case the key word is “quality”. The present-day oil and gas services stand for high-performance equipment, advanced technologies and qualified staff. Companies which comprise all of these will see the highest customer demand. While those accustomed to tread the same old way without giving much care to the knowledge-based component of the services provided and the necessity of the relevant equipment may well lose their market share if they keep ignoring the inevitable growth in the demand for high technologies.

The introduction of new technologies based on coiled tubing and directional drilling will ensure sustained development of service companies in the conditions of increasing competition. Sidetracking is forecast to grow in popularity. Sidetracking market is expected to expand three times and more over the nearest five years: from \$466 million in 2009 to \$1.3 billion in 2015 when the number of operations will amount to 2,500. Hydraulic fracturing will remain in demand, especially for new wells. Process optimization procedures and various bottomhole zone treatment activities have encouraging prospects, too. Long-developed regions will require more remedial cementing operations. The volume of well cementing jobs, particularly those connected with well workover, is expected to increase rapidly (from 36,000 in 2009 to 56,000 in 2015). Well servicing and workover market will also grow considerably by 2015 amounting to \$5.6 billion.

Oil and gas services are turning into a high-technology industry. The demand for high-performance equipment, qualified staff and advanced knowledge about new technologies is growing steadily. All of the customers, contractors and equipment manufacturers see the tendency clearly, which means that the black gold has nothing but rosy prospects. ☉

Global Tubing: СОЗДАВАЯ КАЧЕСТВО

Global Tubing: Creating Value



В рубрике «Гость номера» выступает Роберт Банч, председатель совета директоров и главный исполнительный директор компании Global Tubing.

Время колтюбинга: Г-н Банч, какова стратегия Вашей компании, в том числе на российском рынке?

Роберт Банч: Наша стратегия проста – предлагать лучшие товары для колтюбинговой отрасли с акцентом на непревзойденное сервисное обслуживание потребителей во всем мире, включая Россию и другие страны СНГ.

ВК: Для каких видов работ, главным образом, используется Ваша продукция в СНГ? Кто Ваши основные потребители?

Р.Б.: В СНГ наша гибкая труба используется в основном для капитального ремонта существующих нефтяных и газовых скважин, а также для бурения и заканчивания новых

***С. Роберт Банч** получил степень магистра по бухгалтерскому делу в университете Райс в 1977 году, степень доктора юридических наук в университете Хьюстона в 1994 году.*

Профессиональная карьера:

*1999–2004 – Input/Output, Inc., президент и главный исполнительный директор.
2004–2006 – Maverick Tube Corporation, председатель совета директоров, президент и главный исполнительный директор.*

С 2007 года руководит компанией Global Tubing (Дейтон, Техас). В настоящее время также является членом совета директоров компаний Olin Corporation и Sub-One Technology.

***C. Robert Bunch** received a B.A. in 1976 and a M.A. (accounting) in 1977 from Rice University, and J.D. in 1994 from the University of Houston.*

Career synopsis:

1999–2004 – Input/Output, Inc., President and Chief Operating Officer.

2004–2007 – Maverick Tube Corporation, Chairman, President and Chief Executive Officer.

Mr. Bunch has served as Chairman and Chief Executive Officer of Global Tubing since 2007.

He also currently serves on the boards of Olin Corporation and Sub-One Technology.

скважин. На конец июля 2010 года нами поставлено более 60 барабанов гибкой трубы для шести компаний-потребителей в СНГ.

ВК: Как бы Вы определили важнейшие факторы, позволяющие Global Tubing успешно конкурировать с другими производителями гибкой трубы?

Р.Б.: Наш успех определяет комплексный подход, обеспечивающий лучшее качество для наших потребителей. Во-первых, результаты многоступенчатого тестирования говорят о том, что наша гибкая труба подвергается меньшему усталостному износу по сравнению с аналогами. Меньший усталостный износ означает большее число спуско-подъемных операций, а это действительно говорит о высоком качестве. Во-вторых, мы предлагаем непревзойденного уровня сервисное обслуживание потребителей, которое включает консультации по выбору гибкой трубы, доставку продукции точно в срок и готовность решать любые проблемы, возникающие при эксплуатации.

ВК: Какова спецификация предлагаемой Вами продукции?

Р.Б.: Мы предлагаем самый широкий спектр гибкой трубы в отрасли: внешний диаметр от 19,05 до 127 мм (3/4–5 дюймов), толщина стенок – от 2,032 до 8,56 мм (0,080–0,337 дюйма).

ВК: Каковы основные технические трудности, с которыми Ваши потребители сталкиваются при эксплуатации гибкой трубы в СНГ? Как Вы помогаете с ними справиться?

Р.Б.: Технические сложности связаны в основном с транспортировкой и климатическими условиями. Мы используем специальную термоусадочную пленку для защиты продукции во время транспортировки, а также антикоррозийные вещества оптимального состава. Должен отметить, что качество стали, из которой производится наша продукция, позволяет эксплуатировать нашу гибкую трубу даже при самых низких температурах. ►

Our guest of the issue today is C. Robert Bunch, Chairman and Chief Executive Officer of Global Tubing, LLC.

Coiled Tubing Times: Mr. Bunch, what is the strategy of your company, including that in the Russian market?

Robert Bunch: Our strategy is simple – provide the best coiled tubing products together with superior customer service to all of our clients around the world, including our client base in Russia and other CIS countries.

CTT: What are the main types of jobs your product is used for in the CIS? Who are your main clients?

R.B.: Our products are used in the CIS primarily for workovers of existing oil and gas wells, as well as for the drilling and completion of new wells. We have provided over 60 strings of coiled tubing to 6 clients in the CIS through July 31, 2010.

CTT: How would you define crucial success factors that allow your company to win the competitive struggle?

R.B.: Our success depends on creating value for our clients. We do this in many ways. First, extensive testing demonstrates that our products have longer fatigue life than competitive products. This longer fatigue life translates directly into more trips, and therefore greater value, for our clients. Second, superior customer service is crucial. This ranges from assisting our clients with string design, timely deliveries and responsiveness to particular needs and concerns.

CTT: What is the range of ODs and wall thicknesses that you manufacture?

R.B.: Global Tubing offers the widest range selection of coiled tubing in the industry. Sizes range from 3/4-inch to 5-inch OD with wall thicknesses ranging from 0.087 to 0.337 inches.

CTT: What are the main technical challenges you face when providing your services in the region? How do you cope with them?

R.B.: Technical challenges unique to clients in the FSU involve principally transportation and climate. We use a special shrink wrap to protect our product during transit. We also take other measures, such as optimizing ►

ВК: Г-н Банч, пожалуйста, дайте свою оценку рынка колтюбинговой отрасли в России. Каковы основные тенденции его развития?

Р.Б.: Несомненно, колтюбинговая отрасль в России развивается. Как и в других регионах, гибкая труба находит все новое применение, появляются технологии, требующие использования более длинных колонн гибких труб, труб большего диаметра и веса. Специалисты, использующие колтюбинг в России, технически грамотны и опытны, именно они являются движущей силой для более широкого применения новейших мировых колтюбинговых технологий. ☺

corrosion inhibitors, to protect the product while in transit to our clients. The steel properties of our product enables it to operate well during the harsh cold weather in Russia.

CTT: Mr. Bunch, please give your evaluation of the coiled tubing market in Russia. What would be the tendency of its development in future?

R.B.: The coiled tubing market in Russia is expanding. As in the rest of the world, coiled tubing is being used for a wider range of applications, often requiring longer, larger and heavier tubing. Russian coiled tubing operators are experienced, sophisticated users who are leading the worldwide trend towards greater use of coiled tubing. ☺

Владимир Мороз, директор департамента ГНКТ ООО «Интегра-сервисы»:

С компанией Global Tubing ООО «Интегра – Сервисы» сотрудничает с мая 2009 года. За этот период нами было заказано более 20 барабанов ГНКТ. Гибкая труба производства Global Tubing не уступает по своим характеристикам трубам других лучших производителей, проблем с материалом трубы, со швом за время эксплуатации не возникало. Влияния суровых условий (низких температур) на потребительские качества ГНКТ не обнаружено.

Наша компания работала с ГНКТ практически всех производителей (Global Tubing, Tenaris, NOV Quality Tubing, если имеются другие, они мне неизвестны), с Global Tubing у нас не возникало проблем по качеству. Мы всегда находили общий язык по срокам изготовления и поставки. Компания Global Tubing является основным поставщиком ГНКТ для ООО «Интегра – Сервисы».

Гибкая труба производства Global Tubing надежна в эксплуатации и выдерживает оговоренное производителем число спуско-подъемов. Срок службы ГНКТ ограничивается по наработке в программном комплексе «Церберус» (Cerberus, NOV CTES), труба выводится из эксплуатации по рекомендации программы.

Мы рекомендуем гибкую трубу данного производителя нашим коллегам.



Vladimir Moroz, Director of Coiled Tubing Department of Integra Services Company:

Integra Services Company has been in cooperation with Global Tubing since May 2009. We have purchased over 20 strings of coiled tubing during this period of time. Coiled Tubing manufactured by Global Tubing is highly competitive with the products of the best CT manufacturers. No problems regarding the material of the tubing, welds were encountered. There is no influence of harsh environment

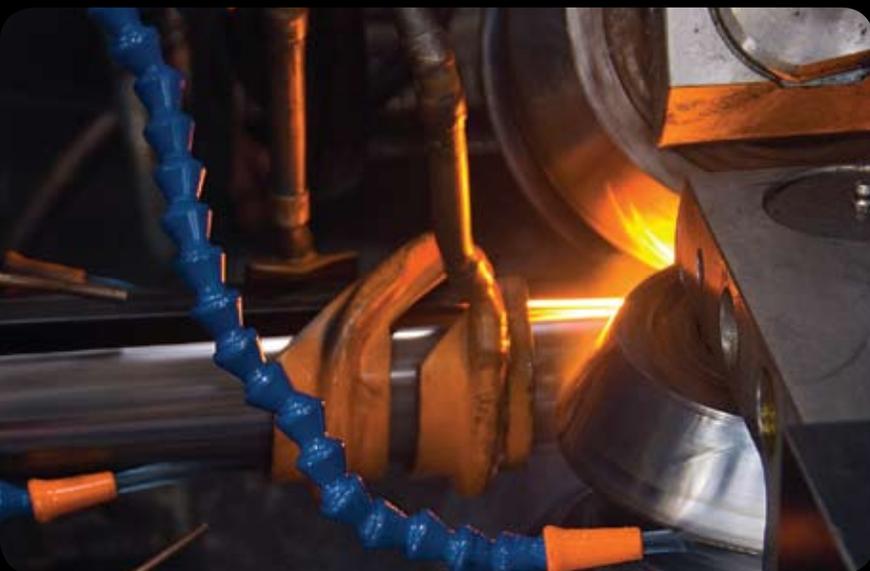
(cold temperatures) we have detected.

Our company has purchased coiled tubing of all manufacturers (Global Tubing, Tenaris, NOV Quality Tubing, if there are any other – they are unfamiliar to me). With Global Tubing we are always satisfied with the quality. We can always find common language regarding the terms of manufacture and shipment. Global Tubing is the main supplier of coiled tubing for Integra Services Company.

Coiled tubing of Global Tubing make is highly-reliable in operations and it corresponds to the RIH/POOH number set by the manufacturer. We determine the fatigue life of coiled tubing with the help of Cerberus software, the tubing is taken out of service following the recommendations of this program.

We would recommend coiled tubing manufactured by Global Tubing to our colleagues.

Передовые технологии, непревзойденный сервис



Компания Global Tubing располагает новыми современными промышленными мощностями для производства и обслуживания гибких НКТ. Штат Global Tubing укомплектован самыми квалифицированными в отрасли специалистами, что позволяет продвигать передовые технологии и непревзойденный сервис, создавая новые потребительские ценности, которыми пользуется 31 компания в 10 странах мира.

Одной из передовых технологий компании Global Tubing является система сварки сопротивлением с использованием инвертора переменной частоты. За счет электронной обратной связи и цифровой системы контроля система позволяет получать сварные швы высочайшего качества, обладающие высокой надежностью и усталостной стойкостью.

Нужен ли Вам колтюбинг в качестве колонны для проведения ремонта скважин или для каротажных работ с электрокабелем (e-line), в качестве бурильной или скоростной подъемной колонны – компания Global Tubing предлагает широкий спектр продукции, спроектированной и изготовленной согласно конкретным требованиям растущего ассортимента применения гибких НКТ.

Производство гибких труб широчайшего диапазона диаметров и толщин стенок с помощью новейших передовых технологий в сочетании с комплексным обслуживанием заказчиков – это то, что предлагает компания Global Tubing.

Посетите www.global-tubing.com
или звоните по телефону +1-713-265-5000.



ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ГИБКОЙ ТРУБЫ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

INNOVATIVE TECHNOLOGY OF EXPLORATION WELLS TESTING WITH APPLICATION OF COILED TUBING UNIT

Ю.В. СУХАЧЕВ, А.В. КУСТЫШЕВ, М.С. КОВАЛЬ, Д.А. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»
U.V. SUKHACHEV, A.V. KUSTYSHEV, M.S. KOVAL, D.A. KUSTYSHEV, ООО TyumenNIIGiprogaz

Западная Сибирь – главная кладовая природных ископаемых России, в том числе природного газа. Основные запасы углеводородов сосредоточены на Уренгойском, Заполярном, Медвежьем, Ямбургском и ряде других месторождений. В настоящее время большинство из этих месторождений вступили в завершающую стадию разработки, которая характеризуется осложненными условиями, связанными с низкими пластовыми давлениями, высокой степенью обводненности и разрушением призабойной зоны пласта, износом подземного и устьевого оборудования.

Основные перспективы добычи углеводородного сырья на месторождениях Западной Сибири в настоящее время связаны с разработкой Бованенковского месторождения и газоконденсатных залежей Надым-Пур-Тазовского региона, на которых ведется строительство поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Сложное геологическое строение и низкая проницаемость продуктивных горизонтов обуславливают значительные трудности на заключительном этапе строительства скважины – испытании (освоении) объектов.

Так, временные затраты на проведение всего комплекса работ по испытанию одного эксплуатационного объекта ачимовских или юрских отложений с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), включающего подготовительно-заключительные работы, перфорацию, промыслово-геофизические исследования, освоение, газодинамические и газоконденсатные исследования, интенсификацию, глушение скважины, установку цементного моста, составляют на месторождениях в среднем от 100,0 сут до 200,5 сут, причем непроизводительное время составляет от 30 до 50% [1].

Например, на Уренгойском, Ямбургском и Северо-Самбургском месторождениях за период 1997–1999 гг. испытано 23 объекта, при этом производительное время испытания составило 70,5 сут (70,0% от общего времени

Western Siberia is the main store of Russia's subsoil resources, including, of course, natural gas. The main reserves of hydrocarbons are concentrated at Urengoyskoe, Zapolyarnoe, Medvezhje, Yamburgskoe and some other fields. Most of these fields today have reached final stage of development, which is characterized by abnormal conditions connected with low formation pressures, high level of water content and failure of bottomhole formation zone (BFZ), as well as by depreciation of downhole and wellhead equipment.

The main prospects of hydrocarbons production at the fields of Western Siberia are now connected with the development of Bovanenkovskoe field and gas condensate fields of Nadim-Pur-Tazovskiy region, at which exploration and development wells are being built at the moment. Complex geology and low permeability of production horizon cause considerable difficulties at the final stage of well construction – well testing (development).

Time expenditures connected with performing of all set of testing operations at one production facility of Achimov or Jurassic sediments with abnormally high formation pressure (AHFP), including preliminary and concluding work, perforation, well logging and development, gas-dynamic and gas condensate survey, well stimulation and killing operations, cement plug placing, average out at 100–200.5 days, with unproductive time being between 30 and 50% [1].

For instance, during the period of 1997–1999 23 production facilities were tested at Urengoyskoe, Yamburgskoe and Severo-Samburgskoe fields, with productive time coming to 70.5 days (70.0% of the total testing time), which was 2 times more than the value standardized by the book of estimated time standards (Figure 1).

испытания) и превышало в два раза время, нормированное по сборнику сметных норм времени (рисунок 1).

За период 2000–2004 гг. на Уренгойском, Ямбургском, Северо-Ямбургском, Южно-Песцовом, Восточно-Медвежьем, Средне-Надымском и Тояхском месторождениях испытано 58 объектов с производительным временем 95,3 сут (47,5% от общего времени испытания), что также превышает нормированное время испытаний.

В 2005–2007 гг. испытано 42 объекта на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Песцовом, Тазовском, Эдейском и Береговом месторождениях с временем испытания, превышающим нормированное время.

Большие временные затраты в процессе испытания эксплуатационных объектов связаны с перфорацией продуктивного пласта на репрессии без замены технологической жидкости на специальную жидкость, с разрушением цементного кольца при перфорации, с возникновением различного рода осложнений (гидратообразованием, кольматацией, выносом обломков горной породы), с несоблюдением последовательности проведения технологических операций, нарушающих плавный пуск скважины, ухудшающих фильтрационные характеристики продуктивных пластов, увеличивающих время на вызов притока и требующих проведения дополнительных работ по снижению уровня скважинной жидкости, перфорации и интенсифицирующих обработок призабойной зоны.

В условиях разведки глубокозалегающих горизонтов освоенных месторождений, имеющих хорошо развитую инфраструктуру и широкую сеть автодорог, одним из направлений снижения временных и материальных затрат на испытание и освоение разведочных скважин наряду с совершенствованием технологий является испытание объектов с помощью колтюбинговых установок [2]. Применение колтюбинговых установок позволяет проводить испытания скважин без использования насосно-компрессорных труб, что, в свою очередь, позволяет уменьшить диаметр эксплуатационной колонны разведочной скважины.

Реализация этой инновационной технологии осуществляется следующим образом. При испытании разведочной скважины перфорируют обсадную колонну, устанавливают фонтанную арматуру, спускают гибкую трубу (ГТ) до верхних отверстий интервала перфорации, заменяют технологический раствор водой

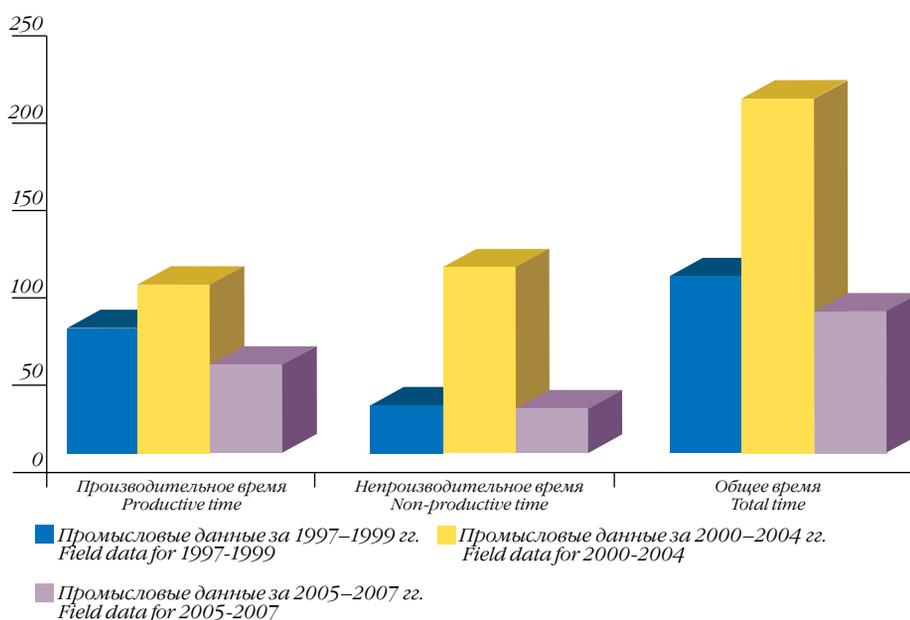


Рисунок 1 – Средние затраты времени на испытание одного объекта в разведочных скважинах с АВПД за периоды с 1997 по 2007 гг.

Figure 1 – Average time expenditures connected with one production facility testing in exploration wells with AHFP during the period of 1997–2007

Fifty-eight production facilities were tested at Urengoyское, Yamburgskoe, Severo-Yamburgskoe, Uzhno-Pescovoe, Vostochno-Medvezhje, Sredne-Nadimskoe and Toyahskoe fields during the period of 2000–2004, with productive time being 95.3 days (47.5% of the total testing time). It was also more than the standardized testing time.

During the years of 2005–2007 42 production facilities were tested at Urengoyское, Yamburgskoe, Zapolyarnoe, Pescovoe, Tazovskoe, Edeyskoe and Beregovoe fields. In this case the testing time was more than the standardized testing time as well.

Considerable time expenditures during the process of production facilities testing are coming from overbalanced perforation of reservoir without replacing of process fluid with the special one, from cement sheath breakage during perforation, occurrence of various problems (formation of hydrates, mud fill and rock debris return). They are also caused by improper sequence of technological operations that break down a smooth process of bringing well into production, decrease formation flow characteristics, increase time for production stimulation. All this results in additional operations aimed at decreasing the level of borehole fluid, perforation operations and stimulation treatments of BFZ.

Under conditions of deep horizons of mature fields, which have well-developed infrastructure and a good roadnet, one of the main directions of decreasing time expenditures and material costs for testing and development of exploration wells along with technological improvements is well testing with the use of coiled tubing units [2]. Application of coiled tubing units allows well testing with no need of tubing, which, in its turn, allows decreasing the diameter of exploration well production string.

и воду – нефтью. При необходимости снижают уровень скважинной жидкости, поднимают ГТ, вызывают приток, обрабатывают скважину на факел до стабилизации устьевых параметров, спускают приборы для замера пластового давления и температуры, записывают кривую восстановления давления (КВД), отбирают глубинные и устьевые пробы пластового флюида. После чего вновь спускают ГТ, глушат скважину технической водой с последующей заменой воды на технологический раствор, устанавливают цементный мост и переходят на вышележащий объект, который исследуют аналогичным способом. После испытания всех запланированных объектов скважину ликвидируют как выполнившую свое назначение либо оставляют для использования по другому назначению.

Перфорацию первого запланированного объекта проводят кумулятивным перфоратором, спускаемым в скважину на кабеле.

Вызов притока осуществляют снижением противодавления на пласт заменой бурового раствора на техническую воду, воду – на нефть, при необходимости – снижением уровня скважинной жидкости [3].

Обработку скважины после вызова притока осуществляют через факельный отвод до стабилизации устьевых параметров, но не более 72 часов.

Газодинамические исследования проводят методом установившихся режимов, для чего спускают в скважину приборы для замера забойного давления и температуры и с их помощью проводят запись КВД.

Химический анализ пластового флюида проводят с помощью глубинных пробоотборников путем отбора глубинных проб и сравнения их с отборами скважинной жидкости на устье скважины.

Приведем пример возможной реализации предлагаемой технологии на конкретном месторождении.

В разведочной скважине на Северо-Пуровской площади глубиной 2800 м, обсаженной 114 мм эксплуатационной колонной и заполненной технологическим раствором (водным раствором хлорида натрия плотностью 1050 кг/м³), определены к испытанию 3 объекта:

- первый объект БУ₁ нефтяной, расположен в интервале 2685–2695 м, пластовое давление 26,3 МПа;
- второй объект ТП₁₄ нефтяной, расположен в интервале 2235–2250 м, пластовое давление 21,9 МПа;
- третий объект ТП₅ газовый, расположен в интервале 1865–1880 м, пластовое давление 18,3 МПа.

После подготовки скважины к испытанию проводят перфорацию первого объекта кумулятивным перфоратором диаметром 73 мм на кабеле, на устье скважины монтируют фонтанную арматуру и в скважину с помощью колтюбинговой установки М20 спускают ГТ диаметром 44,5 мм до верхних отверстий интервала перфорации.

С целью создания депрессии на пласт заменяют технологический раствор в скважине на техническую

This innovative technology includes the following procedures. During the process of exploration well testing the casing string is perforated, wellhead equipment is installed, coiled tubing (CT) is lowered to the level of upper perforations. After that the process fluid is replaced with water, which is later replaced with oil. If necessary, the level of borehole fluid is decreased, CT is pulled out for production stimulation and flaring the well until the wellhead parameters are stabilized. Downhole tools are run into hole to measure formation pressure and temperature, pressure build-up (PBU) is recorded and both wellhead and deep samples of formation fluid are taken. After that the CT is lowered again, well is killed by process water with subsequent change of water by processing medium and then cement plug is placed. Upon completion of all the stages an overlying facility is processed and tested in the same manner. When testing of all scheduled facilities is completed, the well is abandoned or starts to be used for other purposes.

Perforation of the first scheduled facility is performed using a wireline jet perforator.

Production stimulation is realized through decreasing back pressure by replacing the drill mud with process water, then water with oil. If necessary, the level of borehole fluid can be dropped [3].

After production stimulation the well is flared till the wellhead parameters are stabilized, but not longer than for 72 hours.

Gas-dynamic survey is performed by withdrawal testing. Downhole tools are lowered into the well to measure bottomhole pressure and temperature, as well as to record PBU.

Chemical analysis of formation fluid is carried out with the help of downhole sampler by means of bottomhole samples withdrawal and their comparison with wellhead fluid samples.

Let us show an example of possible realization of proposed technology at the specific field.

Exploration well of Severo-Purovskoe field has a depth of 9,190 ft, the diameter of its production casing is 4.5-in. The well is filled with processing medium (water solution of sodium salt, the density of which is 65.24 lbs/ft³) and has 3 facilities to test.

- the first facility BU₁ (oil) is situated in the interval between 8,809 and 8,841 ft, formation pressure is 3,815 psi;
- the second facility TP₁₄ (oil) is situated in the interval between 7,333 and 7,382 ft, formation pressure is 3,176 psi;
- the third facility TP₅ (gas) is situated in the interval between 6,119 and 6,168 ft, formation pressure is 2,654 psi;

After preparation work perforation of the first facility using wireline jet perforator (2.87-in. diameter) is performed and wellhead equipment is installed. Then with the help of coiled tubing unit M20 the CT

воду, затем – на дегазированную нефть плотностью 850 кг/м, из скважины извлекают ГТ и осуществляют плавный вызов притока из испытуемого объекта (пласта). После получения устойчивого притока скважину обрабатывают через факельный отвод на штуцерах при депрессии до 30% от пластового давления. После стабилизации устьевых параметров (давления и температуры) проводят гидрогазодинамические исследования (ГДИ) объекта на трех режимах с записью КВД и отбирают устьевые пробы нефти.

Далее в скважину до интервала перфорации спускают ГТ и осуществляют глушение скважины технической водой с последующей заменой на раствор хлорида натрия плотностью 1050 кг/м.

Для изоляции первого объекта устанавливают цементный мост.

Установку цементного моста над происследованным объектом осуществляют с помощью колтюбинговой установки. При этом цементный раствор с замедлителями схватывания и реагентом, повышающим его текучесть, закачивают через ГТ [4]. Обычно применяют цементный раствор плотностью 1600 кг/м³ и вязкостью 40–50 с.

Технология установки цементного моста заключается в следующем. Вначале в ГТ закачивают буферную жидкость, например метанол, в объеме 0,3–0,6 объема ГТ, затем цементный раствор в необходимом для установки цементного моста объеме с продавливанием его в скважину последовательно закачиваемыми буферной жидкостью и продавочным раствором, например, закачиванием вначале метанола в объеме 1,0–1,3 объема ГТ, и затем газового конденсата в необходимом объеме, но не более внутреннего объема ГТ, до момента освобождения ГТ от цементного раствора.

После выдавливания из ГТ цементного раствора приподнимают ГТ над головой цементного моста и оставляют скважину на 48 часов – на период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ).

После ОЗЦ спускают ГТ до головы цементного моста и проводят проверку цементного моста на прочность и герметичность.

По окончании испытаний цементного моста на прочность и герметичность из скважины извлекают ГТ.

После изоляции происследованного эксплуатационного объекта переходят к испытанию второго объекта. Аналогичным образом перфорируют эксплуатационную колонну кумулятивным перфоратором диаметром 73 мм, спускаемым на кабеле или присоединенным к ГТ. После перфорации в скважину спускают ГТ диаметром 44,5 мм до верхних отверстий интервала перфорации. С целью создания депрессии на пласт заменяют технологический раствор в скважине на техническую воду и воду – на дегазированную нефть плотностью 850 кг/м³ и поднимают ГТ. Осуществляют плавный вызов притока через факельный отвод, при этом наблюдают незначительный перелив нефти в течение 1 часа и

(1.75-in.) is lowered into well to the level of upper perforations.

In order to create underbalanced conditions the processing medium in the well is first replaced with process water, then the process water is replaced with dead oil (53.06 lbs/ft³ density). After that the CT is pulled out of well and smooth production stimulation of the tested facility (formation) is performed. When a stable inflow is achieved the well is flared in underbalanced conditions (borehole pressure is 30% of the formation pressure). After the wellhead parameters (pressure and temperature) are stabilized we perform gas-hydrodynamic survey (GHDS) of the facility for 3 modes with taking PBU records and wellhead oil samples.

Then the CT is lowered into the well up to perforation interval and the well is killed with process water, which is later replaced with water solution of sodium salt (65.24 lbs/ft³ density).

To seal the first facility we place a cement plug.

Placing of the cement plug above the already tested facility is performed using coiled tubing unit. Cement slurry with retarders and chemicals, which increase its fluidity, is injected through the CT [4]. Usual density of cement slurry is 99.8–103 lbs/ft³, viscosity – 40–50 stokes.

The technology of cement plug placing consists of the following operations. At the beginning spacer fluid (for example, methanol) is injected into the CT in the volume of 30–60% of the total CT volume. After that the required amount of cement slurry is injected into well and is sequentially displaced with spacer fluid and mud-laden fluid. For instance, at first it can be displaced with methanol, which is injected in the volume of 100–130% of the total CT volume, then with gas condensate in the required volume, which, however, must not exceed the total CT volume. The displacement procedure should be terminated when the level of cement slurry goes below the level of CT.

After cement slurry is displaced out of the CT the well is left for 48 hours (waits on cement time).

Then the CT is lowered down to the top of cement plug and the plug is tested for hardness and structural integrity.

After testing is over the CT is pulled out of hole.

When the already tested production facility is sealed, the crew switches to the second one. In the same manner production casing is perforated using wireline or tubing-through jet perforator, which has the diameter of 2.87-in. After perforation is complete the CT (1.75-in. diameter) is lowered into the well to the level of upper perforations. In order to create an underbalanced state in the borehole the processing medium is replaced with process water, water is then replaced with dead oil (53.06 lbs/ft³ density) and the CT is pulled out of hole. Smooth production stimulation is performed by flaring the well. For one

прекращение притока. Снижают уровень в скважине на 400 м. Для этого спускают ГТ на глубину 400 м и продувают скважину с помощью передвижной азотной компрессорной станции ПКСА-9/200. После того как отмечают увеличение притока, уменьшают производительность закачивания жидкого азота и контролируют приток. Затем прекращают подачу в скважину газообразного азота, поднимают ГТ и обрабатывают скважину. После выхода на устойчивое фонтанирование и стабилизации устьевых параметров проводят ГДИ второго объекта аналогично первому объекту, с последующим глушением скважины и установкой цементного моста над исследованном объектом.

Далее производят работы по переходу к испытанию третьего объекта, его перфорацию и вызов притока осуществляют аналогично работам на первом и втором объектах. При обработке объекта наблюдают интенсивное гидратообразование и снижение дебита скважины. Принимают решение о закачивании в скважину ингибитора гидратообразования. Для этого спускают ГТ на глубину 500 м и закачивают метанол, при этом наблюдают стабилизацию параметров работы скважины. Проводят ГДИ третьего объекта на семи режимах, при этом периодически подают метанол в скважину через ГТ, отбирают пробы газа и осуществляют запись КВД.

После испытания запланированных объектов скважину ликвидируют как выполнившую свое геологическое назначение согласно действующим нормативным документам.

Предлагаемая технология испытания разведочных скважин позволяет сократить продолжительность испытания эксплуатационных объектов, на порядок снизить материальные и временные затраты на строительство и испытание разведочных скважин. Она также позволяет уменьшить диаметр разведочных скважин, что дополнительно сократит время проведения поисково-разведочных работ на месторождении.

Данная инновационная технология не является окончательным технологическим решением. Проблема, поднятая в статье, носит, скорее, дискуссионный характер.

Авторы ждут отзывов от специалистов, занимающихся ремонтом скважин, и предложений для реализации технологии в промысловых условиях от сервисных ремонтных и буровых предприятий. ☉

hour after the start of this process one can observe insignificant oil overflow and termination of the inflow. The level of borehole fluid is decreased for 1315 ft. In order to do this the CT is lowered to the depth of 1315 ft and the well is blown with the help of mobile nitrogen gas-compressor station PKSA-9/200. After the inflow increases the injection rate of the station is decreased and the inflow starts to be controlled. Then the injection of gaseous nitrogen is stopped, the CT is pulled out and the well is burnt off. Since steady well flow is achieved and wellhead parameters are stabilized flow testing of the second facility is performed in the same manner as it is done at the first facility, with subsequent well killing and placing of cement plug above the already tested facility.

After that the crew goes on to testing of the third facility. Perforation and production stimulation operations are carried out similarly to those performed at the first and second facilities. When the well is flowed intense formation of hydrates and decrease of well production rate are observed. It is decided to inject hydrate inhibitor. For this purpose the CT is lowered to the depth of 1640 ft and methanol is injected. This causes stabilization of well parameters. Flow testing of the third facility is performed for 7 different modes. From time to time methanol is injected into well through the CT, PBU records and gas samples are taken.

After the testing of scheduled facilities is over the well is abandoned in accordance with existing regulations.

Suggested technology of exploration wells testing allows decreasing the duration of production facilities testing, lowering material and time costs for construction and testing of exploration wells. It also allows decreasing the diameter of exploration wells, which additionally cuts the time of field exploration operations.

This innovative technology is not a final technical solution. The problem posed in this paper is largely intended for arousing interest and generating discussion.

Authors are looking forward to receiving feedback from well workover specialists, as well as suggestions from repair and drilling companies on how to apply the technology under field conditions. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Кукарский, Д. В. Опыт и совершенствование технологий испытания газоконденсатных скважин на месторождениях Крайнего Севера / Д. В. Кукарский, Ю. В. Сухачев, М. С. Коваль // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «Газпром эксп», 2009. – 84 с.
2. Патент 2383732 РФ. Е 21 В 49/00. Способ испытания разведочной скважины / Ю. В. Сухачев [и др.]. (РФ). – № 2008139331, Заяв. 02.10.08; Оpubл. 10.03.10, Бюл. № 8.
3. Патент 2220280 РФ. Е 21 В 43/25 Способ освоения скважины / Г. В. Крылов, А. В. Кустышев, Ю. В. Сухачев [и др.]. (РФ). – № 2002110034, Заяв. 16.04.02; Оpubл. 27.12.03, Бюл. № 36.
4. Патент 2235852 РФ. Е 21 В 33/13 Способ установки цементного моста в скважине / И. А. Кустышев, Я. И. Годзюр, А. В. Кустышев. – № 2003117290, Заяв. 09.06.03; Оpubл. 10.09.04, Бюл. № 25.



Society of Petroleum Engineers
Aberdeen Section
www.spe-uk.org

ICoTA

Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota-europe.com

CALL FOR ABSTRACTS

SPE / ICoTA 16TH EUROPEAN WELL INTERVENTION ROUND TABLE

Sustaining our industry - well intervention is the key

Wednesday 17th and Thursday 18th November 2010
Aberdeen Exhibition & Conference Centre, Scotland, UK

The SPE ICoTA European Well Intervention Round Table is Europe's premier forum for exchange and discussion of the latest developments in completion and well intervention techniques. The event encompasses the full range of well intervention practices including coiled tubing, slickline, e-line and hydraulic workover as well as specialist tools and solutions.

Presentations, which need not be full papers, will be welcome on relevant topics such as:

- Data acquisition/analysis
- E-line services
- Safety innovations
- Subsea well interventions
- Intervention equipment development
- Surface flow measurement
- Lightweight rig intervention
- Rig-less SS intervention
- Thru-tubing drilling and completions
- Intervention techniques and practices
- Riser and high-pressure riser connectors
- Wireline technology
- Subsea cost-reduction innovation
- New technology and alternative solutions
- Well completion and related intervention tools
- Subsea well abandonment challenges
- Potential technologies for deepwater intervention
- Slick-line
- Well integrity

Case studies, from the UKCS or elsewhere, are particularly welcome. Both novel technologies and the successful application of existing technologies are of interest.

Deadline for abstracts 16th July 2010

If you would like to submit an abstract (100-200 words of text only, not graphics) please send it to:

Hulse Rodger & Co
(SPE ICoTA Round Table Event Managers)
Email spe@hulse-rodger.com
PO Box 10118 Aberdeen AB16 5DU, UK
Telephone +44(0)1224 495051



ПЕРЕДОВОЙ КАНАДСКИЙ ОПЫТ В СИБИРИ

STATE-OF-THE-ART CANADIAN EXPERIENCE IN SIBERIA

На вопросы корреспондента «ВК» отвечают Томас Майкл Броклбэнк, менеджер по производству «Трайкан Велл Сервис», и Егор Викторович Самбуров, заместитель начальника службы ГНКТ этой компании.

Thomas Michael Brocklebank, Operations Manager, Trican Well Service, and Egor Samburov, Deputy CTU Manager of this Company, are answering the questions of CT Times correspondent.

Время колтубинга: Г-н Броклбэнк, расскажите, пожалуйста, об истории развития компании «Трайкан Велл Сервис» в России.

Томас Майкл Броклбэнк: История «Трайкан» в России началась с основания компании «Ньюко Велл Сервис» в 2000 году. В апреле мы отмечаем десятилетие своей деятельности. В настоящее время в активе компании 13 флотов ГРП, 7 цементировочных установок, 5 колтубинговых установок, 2 из которых работают на Ванкорском месторождении, 2 – на Приобском месторождении, 1 – в Радужном.

Партнером «Ньюко» с момента основания была канадская компания «Трайкан», и это гарантировало внедрение новейших западных научных и инженерных достижений на российском рынке.

В январе 2010 года «Трайкан» полностью выкупила «Ньюко», что позволит нам еще эффективнее привлекать финансовые ресурсы и инновационные технологии на нефтесервисный рынок России.

Coiled Tubing Times: Mr. Brocklebank, please tell us some words about Trican Well Services history and operating activities in Russia.

Tom Brocklebank: The history of Trican in Russia begins with starting Newco Well Service in 2000; we celebrated had a 10-year anniversary in April. Currently we have 13 fracturing fleets and 7 cement units in Russia. We have 5 coil fleets, 2 fleets working in Vankor, 2 units working in Priobskoye and 1 working in Raduzhny.

Newco has been in partnership with a Canadian company Trican from the very start, which guaranteed bringing the latest scientific and technical achievements to the Russian market. In January 2010 Trican completely bought out Newco. This acquisition will help us to draw finance and new technologies to the Russian oilfield services market even more efficiently.

CTT: Trican Well Services gives top priority to development and



Томас Майкл Броклбэнк
Thomas Michael Brocklebank



Егор Самбуров
Egor Samburov

ВК: Развитие и внедрение передовых технологий – приоритетное направление деятельности «Трайкан Велл Сервис», не так ли?

Т.Б.: Безусловно. Одно из инновационных решений, разработанное и успешно внедренное нашей компанией, – это технология ISOJET.

ВК: Егор Викторович, в чем суть данной технологии?

Егор Самбуров: ISOJET – это технология гидropескоструйной перфорации эксплуатационной колонны с использованием ГНКТ и последующим проведением ГРП одновременно на нескольких пластах в вертикально направленных скважинах.

Перед проведением ISOJET на скважине после бурения бригадой КРС производится спуск и посадка пакера (с проходным отверстием не менее 61 мм) над верхним пластом. Затем бригада КРС демонтируется со скважины и освобождает территорию для размещения на кусте флотов ГНКТ и ГРП. Оба флота подбиваются к скважине, и следует спуск

implementation of innovative technologies, doesn't it?

T.B.: Absolutely. One of the technologies that Trican is bringing to the Russian market is ISOJET.

CTT: Mr. Samburov, could you explain the essence of ISOJET to our readers?

Egor Samburov: ISOJET is abrasive jet perforation of production casing with application of coiled tubing followed by fracturing treatment simultaneously at a number of zones in directional wells.

Prior to operations with ISOJET, workover crew is to run and set a packer (with bore not less than 2.4 in.) over the upper bed on well from drilling. Then, workover crew leaves the location and clears the area for coiled tubing and frac fleets spotting. Both fleets are doing preparatory jobs placing lines which is followed by running coiled tubing into the hole (with abrasive jet perforator), tagging and placing perforator in perforation zone. Then operations on point cutting of string

в скважину гибкой трубы (оборудованной гидropескоструйным перфоратором), отбивка и привязка к забю, размещение перфоратора в интервале перфорации. Далее производится точечная резка колонны в интервале пласта. За перфорацией, после извлечения перфоратора из скважины, следует проведение гидроразрыва этого пласта. Если в скважине более одного пласта, то при проведении ГРП производят отсыпку методом недопродавки до необходимой глубины и повторяют вышперечисленные операции на следующем пласте. По окончании проведения всех ГРП на скважине флотом ГНКТ производится промывка и освоение.

ВК: В чем преимущество ISOJET?

Е.С.: В результате применения данной технологии происходит сокращение срока освоения скважины и быстрый ввод ее в работу за счет того, что отсутствует КРС, отсутствует перепосадка пакера – он у нас устанавливается один раз. Это позволяет добиться хороших результатов. На подобном рынке услуг работают еще два наших конкурента. В обоих случаях у конкурентов задействована усиленная обсадная колонна. В нашем случае колонна не нужна, мы используем пакер большой проходной мощности – 62 мм, который позволяет спускать компоновку для зарезки.

Стоит отметить, что данная технология достаточно молода. Первая работа по технологии ISOJET была выполнена в августе 2009 года. На сегодняшний день проведено 11 операций ГРП по технологии ISOJET на четырех скважинах месторождения «А» Западной Сибири. Результат впечатлил заказчика, но объемы работ не так велики, как хотелось бы.

ВК: Какое будущее, по Вашему мнению, у ГРП? Сейчас в конгрессе США активно обсуждается проблема негативного воздействия данной технологии на окружающую среду. Возможен ли отказ от проведения ГРП?

Т.Б.: Не думаю, что технология ГРП способна нанести урон окружающей среде, в частности, не представлены доказательства того, что жидкости, используемые при проведении ГРП, могут попасть в источники питьевой воды – а это основное опасение. В основном ГРП проводится на глубине более 2000 метров, а источники воды находятся не глубже 100 метров. При бурении неглубоких скважин вероятность проникновения жидкостей исключается благодаря цементированию обсадной колонны. Кроме того, в США и Канаде при проведении ГРП используются безопасные реагенты на водной основе.

**ПЕРЕДОВОЙ
КАНАДСКИЙ ОПЫТ
В СИБИРИ**

**STATE-OF-THE-ART
CANADIAN EXPERIENCE
IN SIBERIA**

are performed in the interval. After perforator is retrieved out of hole, fracturing treatment is completed. In case there are more than two intervals in the hole, backfilling operation is completed by means of underflush to required depth, and mentioned above operations are repeated for the following formation. After all fracs have been finished in the well, CT fleet performs well clean out and completion operations.

CTT: What are the advantages of ISOJET?

E.S.: The use of this technology results in reduction of well development time. The well is brought into production faster because there's no workover, no packer resetting – it is set only once. This enables us to get good results. We have two competitors working on this market. In both cases our competitors demand reinforced casing. ISOJET does not need that. We use packer of a larger feedthrough power – 2.44 in., which allows lowering the assembly for drilling.

It should be noted that this technology is quite new. The first job with application of ISOJET was performed this August 2009. Eleven fracs with application of ISOJET technology have been performed by the moment on four wells of oilfield "A" in Western Siberia. Our customers were impressed with the results, but the number of jobs contracted is not that large as we wish them to be.

CTT: How do you see the future of the fracturing? At present there are debates in the US Congress about the negative impact of this technology on the environment. Can fracturing be replaced by other solutions?

T.B.: I don't believe it's that harmful, because the fracturing zones where most of the fracs occur are quite deep – over 6,500 ft.

Е.С.: Я не думаю, что на сегодняшний день существует какая-либо альтернатива ГРП. На мой взгляд, это достаточно дешевая, воспринятая всеми компаниями технология повышения проницаемости в продуктивном пласте и увеличения нефтеотдачи.

ВК: Какие еще технологии Вам бы хотелось внедрять в России?

Т.Б.: В настоящее время «Трайкан» внедряет в Канаде технологию проведения ГРП в горизонтальных стволах скважин, которая называется Burst Port.

Данная технология использует муфты обсадных колонн, содержащие взрывные мембраны. Вначале происходит спуск катушки питания, затем проводится изоляция нижнего взрывного канала, поднимается давление и происходит разрыв катушки диаметром 88,9 мм. Когда давление вновь возрастает, происходит изоляция данного участка канала. После того как уровень давления превышает определенное значение давления разрыва, происходит разрушение мембраны и участок подвергается гидроразрыву. Затем в процесс вовлекается следующий участок.

Технология Burst Port позволяет сэкономить время, уменьшить затраты на проведение ГРП и по сути заменяет перфорационные работы. Нам бы хотелось применять данную технологию в России.

Е.С.: На мой взгляд, колтюбинговое бурение – одна из тех технологий, которая будет наиболее востребована в ближайшем будущем.

ВК: Г-н Броклбэнк, нам интересен Ваш опыт работы в России как иностранного специалиста. С какими трудностями Вы сталкиваетесь? Каковы Ваши впечатления?

Т.Б.: Разумеется, существуют трудности, связанные с различиями культуры и языка.

Я заметил и другое принципиальное отличие. Подавляющее большинство специалистов в нашем российском филиале имеют очень хорошее образование. В Канаде, например, для того чтобы занять высокий пост в компании, достаточно иметь практический опыт и последовательно пройти все ступени карьерного роста в той или иной структуре. В России, напротив, основной критерий для продвижения по службе – наличие хорошего образования, которое впоследствии подкрепляется опытом проведения работ. На мой взгляд, эта система эффективна. ☺

Вела беседу Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

The domestic water supply is usually at the level of three hundred feet. I believe there is no documented proof that it harms the domestic waters. When shallow wells are drilled, the casing is cemented in place, so there should be no communication to the waters. Moreover, lots of fracs in the US and Canada are slick-water fracs now, so there are virtually no chemicals.

Е.С.: I don't think there's any alternative to fracturing nowadays. I believe it's a quite cheap and widely-accepted technology of permeability improvement in the producing formation and oil recovery enhancement.

СТТ: What other technologies would you like to make use of in Russia?

Т.Б.: Trican has a promising technology of horizontal fracturing in Canada that we would like to bring to the Russian market. It is called Burst Port.

This technology involves running casing collars that have a burst disc in them. When the well is ready for fracing, coiled tubing is run in the hole with a cup style frac tool. This tool will isolate the lower formation and the frac is performed. When the coil is pressured up it exceeds the predetermined pressure of the burst disc and the frac job continues. When the frac is complete, the coil is pulled to the next zone and the steps are repeated. Burst Port technology saves a lot of time, lowers costs and replaces perforating.

Е.С.: To my mind, coiled tubing drilling would be one of the most promising technologies in Russia in the coming years.

СТТ: Mr. Brocklebank, we're interested in your experience of working in Russia as a expatriate. What are the challenges for you? What are your impressions?

Т.Б.: The cultural challenge for me is adapting to the environment. The language is obviously a challenge. I found that people in our company in Russia are very well educated. In Canada a lot of the people who grow within a company, have a lot of operational experience. In Russia I find that many of our employees have University education. In some cases they are put into supervisor positions and do not have a lot of hands on experience. This system seems to work very well. ☺

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times



ИННОВАЦИОННАЯ МЕТОДИКА ОЧИСТКИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПОСЛЕ ГРП В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

AN INNOVATIVE TECHNIQUE FOR CLEANING OUT HYDRAULICALLY FRACTURED ESP WELLS IN WESTERN SIBERIA

Артем ЦЗИН, Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Александр РУДНИК
Artem TSZIN, Stanislav ZAGRANICHNIY, Alexander RUDNIK

Доказано, что ГРП является наиболее эффективным и распространенным методом повышения производительности скважин Западной Сибири, вскрывающих песчаные пласты с низкой проницаемостью. Однако эффективность всего процесса в целом зависит не только от применяемой технологии ГРП, но также во многом и от операции по очистке скважины после ГРП. Важно удалить весь проппант, оставшийся в стволе скважины, и обеспечить обратный приток несвязанных твердых частиц в межтрубном пространстве. Использование колтюбинга для этих целей улучшает производительность скважины, повышая проводимость трещины и, в конечном счете, уменьшая количество операций по капитальному ремонту внутрискважинного оборудования, которые приходится выполнять из-за отказа этого оборудования, обусловленного наличием твердых частиц. Для проведения операции по очистке можно использовать прокачку по замкнутой схеме через соединенную с установкой для КРС трубу. Однако из-за того, что при использовании данной методики нет возможности создать в стволе скважины пониженное гидростатическое давление (ГД), нельзя гарантировать полное удаление всех твердых частиц, а также оставшихся жидкостей для ГРП из трещины. Более того, в таких обедненных пластах проведение очистки с давлением в стволе скважины большим, чем давление в пласте, обычно приводит к сильному поглощению жидкости для КРС пластом, что уменьшает производительность скважины. Для оптимального снижения давления на пласт был разработан трехступенчатый метод очистки. Целью метода является убрать

Hydraulic fracturing has proved to be the most efficient and common completion method to increase well productivity in low-pressure tight sandstone formations in Western Siberia. However, the efficiency of the overall completion process is influenced not only by the applied fracturing technology but also, to a large degree, by the post-fracturing well cleanout operation. It is important to remove all the proppant left in the wellbore and to ensure the flowback of loose solids behind the casing. Using coiled tubing for this purpose improves well productivity, boosting fracture conductivity and ultimately decreasing the number of workover operations associated with downhole equipment failure caused by solids production. A workover rig circulating through jointed pipe may be used for the cleanout operation. However, because of the inability to create an underbalanced state in the wellbore using this technique, it is not possible to ensure removal of all loose solids as well as all residual fracturing fluids from the fracture. Furthermore, applying overbalanced cleanout in these depleted formations normally results in high workover fluid losses which reduces the productivity of the well. A three-stage well cleanout method has been developed to produce optimal drawdown on the formation. Aiming to have the maximum amount of solids flow back before the installation of an electric submersible pump (ESP), the method includes the prediction of well inflow to enhance the cleanout process. Also, the accelerated flowback of fracturing fluids ensures a clean fracture with maximum conductivity, increasing well productivity by 18–20%. The method has been successfully utilized in Western Siberia and is an accepted industry benchmark in the area. This paper

максимальное количество твердых частиц до установки электрического центробежного насоса (ЭЦН). В этом методе для повышения качества процесса очистки используется оценка притока в скважину. Увеличенная скорость обратного притока жидкости для ГРП также гарантирует чистоту трещины и ее максимальную проводимость, повышая тем самым производительность скважины на 18–20%. Методика была успешно применена в Западной Сибири и является в этой области общепринятой эталонной операцией. В данной работе описываются детали трехступенчатого метода очистки скважины. Также в статью включен обзор результатов применения похожих технологий для других случаев.

ВВЕДЕНИЕ

Большой отток твердых частиц из пласта обычно является причиной уменьшения производительности скважины, а также отказа наземного и внутрискважинного оборудования. Это особенно важно для скважин, подвергшихся ГРП. Если проблему не решить на ранней стадии, компания-разработчик может понести значительные расходы на текущий ремонт скважины.

Известно, что нефтяные месторождения в Западной Сибири в основном лежат на песчаных пластах с низкой проницаемостью, поэтому в качестве наиболее оптимального метода разработки месторождения необходимо использовать ГРП с проппантом. Из-за того, что для коллекторов данного типа характерно низкое давление, нефть из большинства скважин добывается механизированным методом. В последние годы при заканчивании скважин все чаще используют ЭЦН.

Несмотря на очевидные преимущества вышеупомянутого метода заканчивания, при его применении у нефтедобывающих фирм возникают различные затруднения. Основным фактором, влияющим на производительность скважины, является уменьшение эффективности ГРП и срока службы ЭЦН из-за проведения КРС и операций по заканчиванию, а также из-за обратного притока твердых частиц пласта.

В России нефтедобывающие фирмы решают проблемы, связанные с обратным притоком твердых частиц, несколькими методами, включая откачивание поршнем, размещение «жертвенного» ЭЦН, искусственный газлифт и очистку скважины с помощью колтюбинга. Колтюбинговая технология имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с другими методами: пропускной способности хватает, чтобы поддерживать постоянное пониженное ГД в забое для создания

describes the details of the three-stage well cleanout method and includes a review of the results from typical case histories.

INTRODUCTION

The high formation solids flowback is usually the cause of well performance decrease, the downhole and surface equipment failures. It is especially critical for the hydraulically fractured wells. If the problem is left unattended at the early stage the operating company may suffer significant expenses for the well production maintenance.

The oilfields in Western Siberia are known as low permeability sandstone formations and hydraulic fracturing with proppant is required as the most optimum method for field development. Due to the nature of the low reservoir pressure the majority of the wells require production by artificial lift methods. In recent years there has been a growing tendency to use electric submersible pumps as the main completion approach.

Despite the obvious advantages the above-mentioned completion techniques bring along various difficulties to the operators. The major factors affecting the well performance are related to the workover and completion operations and formation solids flowback reducing the efficiency of fracturing and ESP lifetime.

The operators in Russia solve the problem associated with the solids flowback by several different methods including the swabbing, deployment of “sacrificial” electric submersible pumps, artificial gas lift, and wellbore cleanout with coiled tubing. The coiled tubing technology has several significant advantages in comparison with the other methods: the capacity to create continuous underbalanced state with low bottomhole pressure for the flowback of unconsolidated formation solids, a variety of downhole operations performed in one (or more) run (s), decreased treatment time. As a result, the implementation of coiled tubing has allowed increasing the productive period of the well and deploying the downhole equipment fit for the productivity potential of the well.

The implication of coiled tubing for hydraulically fractured wells preventing the solids flowback problem has grown widely among Russian operators over the last 8 years.

Today all major operators use the coiled tubing for post-fracturing well operations. The number of coiled tubing units has increased more than 3 times for the last 8 years. The paper presents the theoretical work and the well performance effect for the most applicable well cleaning methods in Western Siberia.

THE STANDARD METHOD

Cleaning out the wellbore fill, such as formation-produced solids and/or proppant left over from

обратного притока твердых частиц пласта; есть возможность проведения внутрискважинных работ за одну (и более) спуско-подъемную операцию; сокращается время обработки. В результате внедрение колтюбинга позволяет увеличить продуктивный период скважины и установить внутрискважинное оборудование, которое соответствует ее потенциальной производительности.

За последние восемь лет привлечение колтюбинговых технологий для решения проблемы обратного притока твердых частиц в скважинах, подвергшихся ГРП, стало широко распространенным явлением среди российских нефтедобывающих компаний.

Сегодня все крупнейшие нефтедобывающие фирмы используют колтюбинг для проведения внутрискважинных операций после ГРП. Число колтюбинговых установок увеличилось более чем в три раза за последние восемь лет. В статье представлены теоретические расчеты, а также описано влияние на производительность скважины методов очистки, наиболее подходящих для месторождений в Западной Сибири.

СТАНДАРТНЫЙ МЕТОД

Очищение ствола скважины от грязи, такой как твердые частицы пласта и/или проппант, оставшийся после проведения ГРП, было одним из первых применений колтюбинговых технологий. Данная операция была также одной из наиболее распространенных, на ее долю приходилось 50% от общего количества колтюбинговых операций в отрасли. Для традиционного метода очистки скважины характерно применение нескольких циклов «очистка-подъем». Очистка ствола скважины после ГРП выполняется, чтобы гарантировать удаление грязи из интервалов перфорации и вертлюжного колодца. На следующем этапе используется газлифт азотом для создания пониженного давления в стволе скважины, что позволяет удалить все несвязанные твердые частицы из межтрубного пространства и каналов перфорации. Затем проверяется эффективность первого цикла и, если в стволе все еще остается грязь вдоль интервалов перфорации (это может быть вызвано проппантом, который проник в вертлюжный колодец и перекрыл перфорационные каналы), цикл «очистка-подъем» повторяется. В среднем требуется выполнить 2–3 цикла, однако известны случаи, когда понадобилось 5 подобных циклов. Этот метод по своей сути похож на установку нескольких «жертвенных» ЭЦН. Основным преимуществом данного метода является его простота и легкость в планировании. Однако есть и несколько недостатков: время всей операции увеличивается из-за потенциально

fracturing operations, was one of the first applications of CT services. It has also been the most common CT application, comprising 50% of all CT operations industry-wide. The typical conventional method consists of a number of “cleaning-lifting” cycles. After the hydraulic fracturing the cleaning of the wellbore is performed to ensure the removal of fill from the perforations interval and the rathole. At the next stage the well lift with nitrogen is employed to create the underbalanced state aiming to remove free unconsolidated solids from behind the casing and perforation channels. The efficiency of the first cycle is checked and if the wellbore still contains the fill across the perforations (which can be caused by the proppant falling to the rathole and bridging the perforations) then the “cleaning-lifting” cycle is repeated. On average it is required to perform 2-3 cycles but the 5 cycle cases are known as well. The method imitates the deployment of several “sacrificial” ESPs. The main advantage of this method includes the simplicity of calculation and planning. However, it has a number of disadvantages: the process duration extended by potentially long cycles and high probability of coiled tubing stuck by the proppant flowback during the well cleaning.

JOB DESIGN METHODOLOGY

Initially, the well cleaning process has been based on the balance pressure or slightly underbalanced state. After a certain period the underbalanced condition has been increased to 15–60 atm. This increase has been required to intensify the process of removing the proppant and solids from behind casing at the cleaning stage and for prevention of well cleanout fluid losses to formation and, thus, the risk of coiled tubing stuck in the hole. The commonly recommended underbalanced pressure for this method is 15–30 atm. This pressure allows to increase 1.5 times (or even to double) the volume of the proppant removed and to reduce the risk of fluid losses to formation.

The design of well cleanout should be the integral part of an efficient hydraulic fracturing operation performed on the well and be based on the data received from the efficiency estimation. It is important to get the estimated well productivity, including the productivity index, fracture geometry and data for proppant and fracturing fluids.

The underbalanced well cleanout is achieved by the application of nitrified fluid. This causes difficulties in calculation due to the complexity of hydrodynamics of multiphase flow involving different models and methods, which requires the selective approach to choose the most applicable one. The industry software packages allow the design of cleanout in multiphase flow regime. However, the typical model does not predict the uncontrolled flowback of proppant from the formation and, as a result, the volume of

длинных циклов, высока вероятность прихвата гибкой трубы (ГТ) в процессе очистки из-за обратного притока проппанта.

МЕТОДОЛОГИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАБОТ

Первоначально процесс очистки скважины проводился при равных давлениях в стволе скважины и пласте либо на небольшой депрессии. Спустя некоторое время разность давлений в системе «скважина-пласт» увеличили до 1,52–6,08 МПа. Это увеличение было необходимо для повышения интенсивности процесса удаления проппанта и твердых частиц из пространства за обсадной колонной на стадии очистки и для предотвращения поглощения жидкости для КРС пластом. Все это значительно снижало риск прихвата ГТ в стволе скважины. Рекомендованная разность давлений в системе «скважина-пласт» для данного метода составляет 1,52–3,04 МПа. Это давление позволяет увеличить объем отбираемого проппанта в полтора раза (иногда даже в 2 раза) и уменьшить риск поглощения жидкости пластом.

План очистки скважины должен быть неотъемлемой частью самого процесса ГРП, проводимого в скважине, и при этом основываться на данных, оценивающих эффективность этой операции. Важно оценить производительность скважины, включая коэффициент продуктивности, геометрию трещины и данные о проппанте и жидкостях для ГРП.

Очистка скважины на депрессии достигается с помощью применения аэрированного азотом флюида. Это затрудняет процесс расчетов из-за сложной гидродинамики многофазного потока, которая описывается различными моделями и методами, требующими селективного подхода при выборе наиболее подходящего. Отраслевые пакеты программ позволяют проектировать очистку в режиме многофазного потока. Типовая модель, однако, не учитывает неконтролируемый обратный приток проппанта из пласта и, как результат, объем взвешенных твердых частиц в стволе скважины. Таким образом, чтобы избежать возможного поглощения жидкости пластом и риска прихвата ГТ, необходимо применять так называемый коэффициент безопасности, который бы определял оптимальную безопасную скорость спуска ГТ в скважину и скорость очистки. Опытные данные дают основание утверждать, что значение коэффициента должно быть около 1,5–2 в зависимости от данных по оценке ГРП.

Рекомендованный метод включает в себя этапы с циркуляцией промежуточных вод. Продолжительность этапа может варьироваться от 15 до 40 минут в зависимости от объема взвешенных твердых частиц в пространстве между ГТ и стенками скважины. Для более точного

suspended solids in the wellbore. Therefore, to avoid the potential losses and risk of coiled tubing stuck it is necessary to apply the “safety index” that may allow the optimal safe speed for run in hole and cleanout. Basing on the experience, it is reasonable to say that the index should be in the range of 1.5–2 depending on the data from hydraulic fracturing estimation.

The recommended method involves the stages with intermediate circulation. The stage period varies from 15 to 40 min in accordance with the volume of solids suspension in the coiled tubing annulus. For more accurate cleanout design it is important to estimate the formation pressure (P_{for}) in the well immediately after the hydraulic fracturing as it can be 15–20% higher than before.

Also, it is vital to estimate the formation productivity index after fracturing – it can differ significantly from the predicted monthly production of the well (by 50% or more). The desirable estimation should consist not only of estimated numbers but also contain experimental and statistical data. Such estimation is even more important for the wells fractured in several zones.

Depending on the goals, fracturing operations in this case are performed one by one or with intermediate cleanout/lifting. In the first case, the speed of cleanout should be minimal for all zones/intervals because of high probability of proppant flowback. The prolonged period of circulation may be recommended below each zone for the flow stabilization. The recommendation is based on the fact that in case of the fast cleanout speed along one zone and the next zone the volume of the proppant in the hole increases drastically. It can lead to the loss of circulation due to the increased hydrostatic pressure and to pipe stuck. In the second case, the scenario includes cleanout after the fracturing of each zone. The speed can be varied and increased because the large part of proppant has been removed at the corresponding stage.

EXECUTION SCENARIOS

The execution can be varied in different cases depending on the selected criteria.

In the case when the job criteria are based on maximum underbalanced pressure and limited volume of nitrogen the lifting should be performed from the safest depth level in order to spend all the nitrogen for creating the maximum possible underbalanced state. It is important, however, to predict the optimal spending of nitrogen in accordance with the coiled tubing depth. Typically, the depth right below the tubing packer is considered as the maximum depth. It is worth mentioning that the running of coiled tubing below the packer during the lifting can be risky because the proppant annular velocities are slower in the casing wellbore and falling solids can “bury” the coiled tubing.

проектирования очистки важно оценить пластовое давление ($P_{\text{гор}}$) в скважине после проведения ГРП, так как оно может быть на 15–20% больше, чем до обработки.

Также необходимо оценить коэффициент продуктивности пласта после гидравлического разрыва, так как он может значительно отличаться от предсказанной месячной производительности скважины (на 50% и более). Желательно, чтобы оценки состояли не только из «голых» цифр, но также включали в себя экспериментальные и статистические данные. Такие оценки особенно важны для скважин, в которых ГРП проводился в нескольких интервалах.

В зависимости от поставленных целей, операции по ГРП в таком случае проводятся одна за другой или с промежуточным циклом «очистка-подъем». В первом случае скорость очистки должна быть минимальной для всех зон/интервалов в связи с большой вероятностью возникновения обратного притока проппанта. Для стабилизации потока рекомендуется увеличить время промывки под каждой зоной. Эти рекомендации основаны на том факте, что при проведении очистки с высокой скоростью в двух зонах подряд объем проппанта в стволе скважины существенно увеличивается. Это может привести к нарушению циркуляции из-за возросшего ГД и к прихвату трубы. Во втором случае процесс очистки скважины повторяется после проведения ГРП в каждой из зон. Скорость очистки в этом случае можно увеличить, так как большая часть проппанта уже была удалена на предыдущем этапе обработки.

СЦЕНАРИИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Сценарий выполнения работ может варьироваться в зависимости от выбранных критериев.

В том случае, когда критерии основываются на выборе максимально низкого ГД в скважине и ограниченного объема азота, подъем следует производить с наиболее безопасной глубины, чтобы весь азот ушел на создание отрицательного дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Важно, однако, также предсказать оптимальный расход азота в соответствии с глубиной расположения ГТ. Обычно глубина ниже расположения пакера лифтовой колонны считается максимально допустимой глубиной. Стоит упомянуть, что спуск ГТ ниже этой отметки во время подъема твердых частиц может быть очень опасен из-за того, что скорость потока проппанта в межтрубном пространстве меньше и опадающие твердые частицы могут «похоронить» ГТ.

Если же в качестве критерия выбираются факторы максимального обратного притока жидкости для

In the case when the maximum workover fluids flowback from the formation and limited volume of nitrogen factors are selected as the job criteria, the lifting should be performed with the value of

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}} = \max.$$

In this case it is not the lifting depth which plays the significant role, but the probing of well inflow fluids and volume of flowback fluids.

In any case the three conditions should be observed to reduce the risk of coiled tubing stuck:

1. The wellhead pressure is not to be below the minimum value defined as.
2. The steady state of coiled tubing should be avoided.
3. The maximum coiled tubing depth is not to be below the tubing packer.

The first two conditions prevent the erosion of coiled tubing pipe and allow the pipe weight control. The third condition reduces the risk of stuck.

WELL LIFT DESIGN – THE PRACTICAL EXPERIENCE

The well lift design development was started with the selection of the most applicable model. For this purpose a number of research studies was done with downhole gauges. The studies performed proved the well performance model used in Nodal analysis software to provide the most accurate result. The research showed that the well inflow is very unstable during the first hours of lifting. This tendency can be explained by the varying fluids blend in the well where the viscous pills of unbroken polymer from fracturing fluids are observed. Also, the decrease of

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}}$$

value was observed when fine-dispersed clays deposited on the tubulars and created additional friction. The same can be stated in respect of emulsions in the inflow.

Admittedly, the clay particles and emulsions are resulting from the inadequate volume of potentially damaging fluids lost to the formation at the well fracturing preparation stage. The problem is solved by the application of clay and mud dispersing agents and de-emulsifiers during the lifting stage.

When the flow is stabilized, its average value decreases, while the increase of Q_{N_2} decreases the

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}} \text{ value.}$$

The flowback of free proppant from the formation is rarely stable, in most cases it flows back by slugs. The difference between the instability of inflow and proppant flowback has been observed. Based on this fact the method of “pulsing” lift has been developed with nitrogen pumped at different rates every 60–120 min. In most of the cases this method allowed faster removing of free solids from behind the casing.

КРС из пласта и ограниченного объема азота, то подъем должен осуществляться при значении

$$\frac{Q_{inf low}}{Q_{N_2}} = \max.$$

В этом случае значительную роль будет играть не глубина начала подъема, а исследование жидкостей, поступающих в скважину, и определение объема жидкости, которая поглощается пластом.

В любом случае для снижения риска прихвата ГТ необходимо следить за выполнением трех условий:

1. Давление на устье скважины не должно опускаться ниже минимального значения, определяемого как $P_{ub} \geq \min \geq 1,52$ МПа.
2. Необходимо избегать остановок ГТ.
3. Максимальная глубина спуска ГТ не должна превышать глубину расположения пакера лифтовой колонны.

Первые два условия предотвращают эрозию ГТ и позволяют регулировать нагрузку на ГТ. Выполнение третьего условия уменьшает вероятность прихвата.

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДЪЕМА В СКВАЖИНЕ – ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ

Разработка плана по организации подъема твердых частиц в скважине началась с выбора наиболее подходящей модели. Для этих целей была выполнена серия научных исследований с применением скважинных измерительных приборов. Исследования показали, что наиболее точный результат дает модель производительности скважины, используемая в аналитическом программном обеспечении Nodal. Также в результате исследований было установлено, что в течение первых часов подъема приток в скважину очень нестабилен. Такое поведение может объясняться смешиванием различных жидкостей в скважине, где наблюдается наличие вязких гранул полимеров, содержащихся в жидкости для ГРП, которые не подверглись распаду. Когда тонкодисперсная глина осаждалась на трубах и создавала дополнительное трение, наблюдалось уменьшение значения $\frac{Q_{inf low}}{Q_{N_2}}$. То же самое

относится и к эмульсиям, содержащимся в потоке флюида из пласта.

Вероятно, частицы глины и эмульсии образуются в результате чрезмерного поглощения потенциально опасных жидкостей пластом во время стадии подготовки скважины к ГРП. В качестве решения данной проблемы применяются диспергирующие агенты для глины и шлама, а также деэмульгаторы, которые закачиваются в скважину в процессе подъема.

Когда поток стабилизируется, его среднее значение уменьшается, а с увеличением значения Q_{N_2} уменьшается значение

JOB DURATION CRITERIA

The well cleanout methodology depends on the operator's goals and may differ in operational time, the nitrogen volumes pumped and the underbalanced pressure created. As a rule, each cycle of cleanout is followed by an operational standby period for rathole checking and cleanout and lifting performance appraisal. The duration of well lifting may vary from 40 min to dozens of hours when the well is filled with nitrogen and the flow is stabilized. It is limited by the concentration of flowback solids and qualitative and quantitative changes of the flow. The field index for solids flowback appraisal and the hydrocarbons content are determined in the field lab. The appropriate frequency period for probing is 15–30 min. The following criteria influence the well lifting duration:

- if the flow does not change for a certain period of lifting and solids flowback index has decreased and does not raise during the time required to lift the solids from the bottom, then the lifting can be stopped;
- If during the lifting the flow and solids flowback index decrease at the same time then it is necessary to stop the lifting, wait for a certain period and check the hole and, if required, to repeat the “cleaning-lifting” cycle.

THE ADVANCED METHOD

The advanced method or self-cleaning method to optimize the “cleaning – lifting” cycle has been developed for further enhancement of the cleanout efficiency and is based on the principle of utilization of well flow potential not only during lifting stage but also for cleanout. Its application is limited for the wells with deviation less than 45 deg below the tubing packer.

The concept involves the following cases:

1. Under certain conditions the wellbore cleaning can be performed without running coiled tubing end below the tubing packer, i.e. by pumping nitrogen it is possible to create the underbalanced state when the inflow is enough to suspend and lift the solids in the larger wellbore. As a result, the well is being cleaned by its own flow.
2. During the cleanout in underbalanced state in multizone wells it is possible to utilize the potential of each zone for varying the cleanout speed. Obviously, the minimum speed will be in the rathole and the maximum – above the most productive zone or above all zones.

This method has several main advantages:

1. Increasing the safety of the process, decreasing the risk of stuck
2. Decreasing the job time due to fewer cycles. This is explained by the fact that during the underbalanced cleanout part of the free proppant

$$\frac{dQ_{inf low}}{dQ_{N2}}$$

Обратный приток свободного пропанта из пласта никогда не бывает устойчивым, чаще всего выбросы происходят порциями. Наблюдались также различия между нестабильностью притока в скважину и нестабильностью обратного притока пропанта. На основе данного наблюдения был разработан метод «пульсирующего» подъема, при котором скорость закачки азота меняется каждые 60–120 минут. В большинстве случаев эта методика позволяет быстрее удалить свободные твердые частицы из межтрубного пространства.

КРИТЕРИИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАБОТ

Методология процесса очистки скважины зависит от целей, которые ставит перед собой нефтедобывающая компания, и может различаться по времени проведения работ, объему закачиваемого азота и значению дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Как правило, за каждым циклом очистки следует период ожидания, в течение которого проводится проверка вертлюжного колодца и оценка выполненной очистки и подъема. Продолжительность процесса подъема в скважине может варьироваться от 40 минут до нескольких десятков часов, в течение которых скважина заполнена азотом и поток стабилен. Время подъема ограничивается концентрацией твердых частиц в обратном притоке, а также качественными и количественными изменениями в потоке. Значение коэффициента, оценивающего содержание твердых частиц в обратном притоке и процент, приходящийся на углеводороды, определяется в полевой лаборатории. Целесообразнее всего брать пробы каждые 15–30 минут. На продолжительность процесса подъема влияют следующие критерии:

- если в течение определенного периода времени поток не изменился, а коэффициент, характеризующий содержание твердых частиц в обратном притоке, уменьшился и не увеличивается в течение периода времени, требуемого для поднятия твердых частиц со дна скважины, то процесс подъема можно прекращать;
- если в процессе подъема поток и коэффициент, определяющий содержание твердых частиц в обратном притоке, одновременно уменьшаются, необходимо остановить процедуру подъема, подождать некоторое время, проверить скважину и, если требуется, повторить цикл «очистка-подъем».

УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ МЕТОД

Был разработан усовершенствованный метод очистки скважин, или так называемый метод

flows back from the well and the next cleanout and lifting with coiled tubing is accelerated and simplified.

3. Hard fill removal. If during the cleanout the hard fill/proppant plug is observed then it is removed by chemical and/or mechanical methods. It can take a significant time period. It is found out that during the self-cleaning cleanout the fluid and solids flow erosion is efficient in removing the hard fill plugs.

Disadvantages of the method involve the complexity of design and necessity of on-balance circulation stage with bottomhole check-up that can take 2–2.5 hours.

DESIGNING OF WELL SELF-CLEANING

Before designing self-cleaning operations with the use of the advanced method, it is necessary to evaluate the possibility of its application. The following steps should be made.

DETERMINATION OF SELF-CLEANING WELL POTENTIAL

Firstly, the well lifting is modeled using the Nodal analysis. It is important to account for the difference of Pfor and PI as described above.

Then, the particles suspension layer and self-cleaning potential are analyzed cumulatively for each zone, i.e. after estimation of flow potential to suspend the particles for the first zone, it is required to perform the estimation for the second zone with regard to the pervious one. If the suspended particles layer becomes larger than the distance to the tubing end than it is necessary to analyze the degree of self-cleaning. The approximate estimation can be done using the following algorithm:

$$\omega_{cr} = \frac{Re_{cr} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left(1400 + 5,22 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,SandFill} &= \Delta P_{i,SF} = \frac{G_{SF}}{A} \\ &= (\rho_s - \rho_{fl}) \times g \times (1 - \epsilon_0) \times h_{i,0} \approx \\ &\approx \left[\frac{N}{m^2} \right] = \left[amm = \frac{N}{m^2 \times 9,81 \times 10^4} \right], \end{aligned}$$

where:

ω_{sr} – critical flow velocity to suspend the particles, *m/sec*;

d_s – average particle diameter, *m*;

μ_{fl} – dynamic fluid viscosity, $\frac{N \times sec}{m^2}$;

$\Delta P_{i,SF}$ – pressure drop through i- sand layer for its pseudo-suspension;

P_s and P_{fl} – solids and fluids densities, accordingly;

ϵ_0 – porosity of initial/non-suspended solids layer;

$h_{i,0}$ – height of initial/non-suspended solids layer.

Based on $\Delta P_{i,SF}$ the flow velocity above the i zone

самоочищения. Данный метод оптимизирует цикл «очистка-подъем», что позволяет еще больше увеличить эффективность процедуры очистки скважины. Он основан на принципе использования потенциала потока внутри скважины не только для стадии подъема, но также и для стадии очистки. Применять данный метод можно только в скважинах, где отклонение от вертикали ниже уровня пакера лифтовой колонны составляет менее 45 градусов.

Метод может работать в следующих случаях:

1. При определенных условиях очистка ствола скважины может производиться без спуска конца ГТ ниже уровня пакера лифтовой колонны, т.е. с помощью закачки азота можно создать пониженное ГД в стволе скважины, если приток в скважину достаточно мощный для удержания во взвешенном состоянии и поднятия твердых частиц в большем стволе скважины. В результате скважина очищается своим собственным потоком.
2. Во время очистки с применением пониженного ГД в скважинах с несколькими продуктивными интервалами можно использовать потенциал каждого интервала для изменения скорости очистки. Очевидно, что минимальная скорость будет в вертлюжном колодце, а максимальная – выше самого продуктивного интервала либо выше всех интервалов.

Этот метод имеет несколько основных преимуществ:

1. Увеличение безопасности процесса очистки и уменьшение риска прихвата.
2. Уменьшение времени проведения очистки из-за сокращения числа циклов «очистка-подъем», необходимых для завершения процесса. Это объясняется тем фактом, что во время очистки на депрессии часть свободного пропанта уходит из скважины, что упрощает и ускоряет последующую очистку и подъем с помощью ГТ.
3. Удаление пробок из твердых частиц. Если во время очистки наблюдается образование пробок из твердых частиц или пропанта, их устранение производится химическими или механическими способами. На это может понадобиться значительное количество времени. Было обнаружено, что во время самоочищения эрозия, создаваемая потоком флюида и твердых частиц, эффективно удаляет пробки из твердых частиц.

К числу недостатков метода можно отнести сложность в проектировании, а также необходимость осуществления этапа циркуляции при нормальном ГД в стволе с обязательной проверкой забоя. Этот этап занимает 2–2,5 часа.

is determined. The height of suspended layer is estimated as:

$$h_i = \frac{(1 - \varepsilon_0)}{(1 - \varepsilon)} \times h_{i,0}$$

It is important to mention that the above estimation is approximate and does not include the friction and acceleration losses due to the absence of adequate model. The underbalanced flow velocities are determined by volumetric average of flow components with respect to their molecular masses.

Also, the multiphase flow regime is not included into the estimation. However, the flow regime factor can be significant due to the presence of surfactants affecting the actual blend viscosity as compared to the averaged one. Moreover, it does not define the possibility of self-cleaning. In practice, it is recommended to take as the minimum control time period the value of 1.5–2.0**Twh*, where *Twh* is the time of solids lift from the bottomhole to the wellhead.

SOLID SUSPENSION VELOCITY DEFINITION

At the third stage, it is required to estimate the capability to create the flow velocity greater than the suspension velocity. The suspension velocity should be calculated cumulatively for each zone from the bottom. In this case the calculation should be done only for the zone with good potential for particles suspension. Using the pressure losses in layers defined earlier, the volumetric velocity of the flow should be corrected. Thus, upon getting the linear casing flow velocities profile, the possibility of self-cleaning may be predicted. The approximate estimation of suspension velocity can be done using the following equation:

$$\omega_{min} = \frac{Re_{min} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left(18 + 0,61 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)},$$

where:

ω_{min} – minimum required velocity to suspend one particle, *m/sec* – determined only in casing;
 d_s – average particle diameter, *m*.
 μ_{fl} – dynamic fluid viscosity, $\frac{N \times sec}{m^2}$.

For the planning of self-cleaning the velocities ratio is to be 0.35–0.5.

ANNULAR SUSPENDED PARTICLES LOAD

At the next step it is required to predict the possible annulus load with particles and approximate time for self-cleaning. As soon as the flow velocity becomes sufficient for solids lifting, the solids load the annulus and the underbalance decreases due to the hydrostatics. If the underbalanced pressure decrease causes the flow velocity to fall to ω_{min} , then the particles will stop moving upwards. The maximum particles load should allow the underbalanced pressure to stay above ω_{min} and the suspended solids layer to rise

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАБОТ ПО САМООЧИЩЕНИЮ СКВАЖИНЫ

Перед тем как перейти к планированию работ по очистке с помощью усовершенствованного метода, необходимо оценить возможность его применения. Для этого необходимо проделать следующие шаги.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА СКВАЖИНЫ К САМООЧИЩЕНИЮ

Во-первых, моделирование поднимающей способности скважины проводится с помощью аналитического программного обеспечения Nodal. Важно учесть изменения пластового давления P_{for} и коэффициента производительности PI после ГРП, как это уже было описано выше.

Затем для каждой зоны совокупно анализируются потенциал к самоочищению и слой взвешенных твердых частиц. То есть после проведения оценки способности потока удерживать во взвешенном состоянии частицы в первом интервале необходимо провести аналогичный анализ для второго интервала, принимая во внимание предыдущий. Если слой взвешенных частиц становится больше, чем расстояние до конца ГТ, необходимо проанализировать степень самоочищения. Приблизительные оценки можно выполнить при помощи следующего алгоритма:

$$\omega_{cr} = \frac{Re_{cr} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left(1400 + 5,22 \times \sqrt{\frac{d_s^2 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,SandFill} &= \Delta P_{i,SF} = \frac{G_{SF}}{A} = \\ &= (\rho_s - \rho_{fl}) \times g \times (1 - \epsilon_0) \times h_{i,0} \approx \\ &\approx \left[\frac{N}{m^2} \right] = \left[am = \frac{N}{m^2 \times 9,81 \times 10^4} \right], \end{aligned}$$

где ω_{sr} – критическая скорость потока, необходимая для удержания частиц во взвешенном состоянии, $м/сек$;

d_s – средний диаметр частицы, $м$;

μ_{fl} – динамическая вязкость жидкости, $\frac{N \times сек}{м^2}$;

$\Delta P_{i,SF}$ – потеря давления на псевдоудержание i -го песчаного слоя во взвешенном состоянии;

ρ_s и ρ_{fl} – плотности твердых частиц и жидкостей соответственно;

ϵ_0 – пористость начального/невзвешенного слоя твердых частиц;

$h_{i,0}$ – высота начального/невзвешенного слоя твердых частиц.

На основе величины $\Delta P_{i,SF}$ определяется скорость потока выше i -го интервала. Высоту взвешенного слоя можно оценить как

$$h_i = \frac{(1 - \epsilon_0)}{(1 - \epsilon)} \times h_{i,0} .$$

Важно отметить, что представленные выше

above the zone. The approximate estimation can be done based on comparison of ΔP_{load} for lifting particles in the casing and ΔP_{min} required to create the flow with velocity $\geq 2 \times \omega_{min}$. If the condition $\Delta P_{load} \geq \Delta P_{min}$ is fulfilled, then the cleaning time can be estimated. Otherwise, the planning of self-cleaning will not prove itself.

$$\Delta P_{min} = \frac{Q_{min} \times K}{PI} = \frac{\omega_{min} \times A}{PI} ,$$

where:

Q_{min} – minimum required volumetric flow velocity, $м^3/мин$;

K – constant, $K = 2 \times 60 \times 24 = 2880$;

PI – productivity index, КП, в $\frac{м^3}{days \times atm}$;

A – cross-sectional area, $м^2$;

For the purpose of simplicity of calculations within the model used in the existing software packages, the concept of “equivalent hydrostatic pressure” can be engaged. In imaginary well circulation system, the bottomhole pressure is the function of hydrostatics only. Thus, the equivalent hydrostatics $P_{equiv} = BHP_i = \rho_{equiv} \times g \times TVD_i$ is derived. Then, the re-calculation of equivalent pressure should be done taking into account the solids load. This needs one operation only. The result has the 0-5% error in comparison with method 2.

$$\Delta P_{load} = P_r - \frac{\rho_{equiv} \times V_{well} + A \times H_{SF} \times \rho_s \times \epsilon}{V_{well}} \times g \times TVD_{perf} ,$$

where:

P_r – formation pressure;

ρ_{equiv} – equivalent average fluid density in the well;

V_{well} – well volume from the wellhead to the zone of interest;

H_{SF} – measured solids layer height above the zone;

TVD_{perf} – true vertical depth to the zone.

JOB TIMING ESTIMATION

While determining the time period for self-cleaning the flowback of unconsolidated free solids should be taken into account. For this purpose the average statistical index for hydraulic fracturing operations performed in the certain field is selected. The self-cleaning should be stopped when the solids concentration in the flowback decreases to the minimum and does not increase within the time period 1.5–2 times longer than the period required to lift the solids from the bottom to the surface. Determination of this moment is critical for job time planning and nitrogen costs. The complexity of such determination is interconnected with the necessity to discontinue the self-cleaning during the solids flowback. For this purpose, the well is circulated with the fluid allowing on-balance state during the period required to lift the solids to the surface. Then, it is possible to run in and check the well bottom.

оценки являются приблизительными и не учитывают потери, связанные с трением и ускорением, из-за отсутствия адекватной модели. Определение скорости потока при пониженном ГД проводится путем пространственного усреднения компонентов потока по их молекулярным массам.

Также в оценку не включен режим многофазного потока. Однако фактор подобного рода может быть весьма значителен из-за наличия поверхностно-активных веществ (ПАВ), влияющих на фактическую вязкость смеси, которая отличается от усредненного значения. Данная оценка также не дает возможности определить способность скважины к самоочищению. На практике в качестве минимального промежутка времени для контроля рекомендуется брать значение $1,5-2,0 \cdot T_{wh}$, где T_{wh} – время, необходимое для того, чтобы твердые частицы поднялись с уровня забоя до уровня устья скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ УДЕРЖАНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ВО ВЗВЕШЕННОМ СОСТОЯНИИ

На третьем этапе необходимо оценить возможность создания скорости потока, которая была бы больше скорости, необходимой для удержания твердых частиц во взвешенном состоянии. Эта скорость должна вычисляться совокупно для каждого интервала, начиная с забоя. В этом случае вычисления нужно проводить только для интервала с хорошим потенциалом к удержанию частиц во взвешенном состоянии. Значение объемной скорости потока следует откорректировать с учетом определенных ранее значений потери давления в слоях. Таким образом, когда получен профиль линейных скоростей потока в обсадной колонне, можно предсказать способность скважины к самоочищению. Приблизительные оценки скорости, необходимой для удержания частиц во взвешенном состоянии, можно провести, используя следующую формулу:

$$\omega_{min} = \frac{Re_{min} \times \mu_f}{d_s \times \rho_f} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_f) \times g}{\mu_f \times \left(18 + 0,61 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_f \times (\rho_s - \rho_f) \times g}{\mu_f^2}} \right)},$$

где ω_{min} – минимальное значение скорости, необходимое для удержания одной частицы во взвешенном состоянии, *м/сек* – определяется только для обсадной колонны;

d_s – средний диаметр частицы, м.

μ_f – динамическая вязкость жидкости, $\frac{N \times сек}{м^2}$.

Для планирования процесса самоочищения отношение скоростей должно быть 0,35–0,5. ►

FIELD IMPLEMENTATION

Both methods have been implemented and up to date more than 500 wells have been cleaned after the hydraulic fracturing. It has been found out during the cleaning that most of the hydraulically fractured intervals has the potential for self-cleaning. Such potential is adequately determined by the advanced/self-cleaning method and gives the predictable result. Certainly, not every well is a candidate for self-cleaning and in practice most of the wells cleaned with this method had several zones. Also, the equations contain a good safety margin, thus decreasing the actual well potential. Therefore, 100% of the designed cleanouts have been implemented in the field. The methods showing the obvious advantage of the self-cleaning method are compared.

The average coiled tubing cleanout job parameters are as follows:

- the job duration is 2–5 days including the time for nitrogen well lifting for 12–16 hours;
- the volume of sand removed from the wellbore is about 3 m³ which equals 150 m in 7 inch casing;
- the volume of sand flowback from the perforations is about 4 m³ which equals 200 m in 7 inch casing.

IMPACT ON WELL LIFE AND PRODUCTIVITY

The implementation of the coiled tubing technology has allowed to decrease the duration of the well completion process and the failure rate of ESPs caused by solids flowback from formation. The efficiency of coiled tubing cleanout methods has reached 98% which involves reduction of costs for replacement and maintenance of failed ESPs and also additional oil gain due to the fewer workover cycles. The average ESP runlife equals 80–90 days for the wells cleaned with coiled tubing, while it is as low as 24–30 days for the wells cleaned conventionally. Totally, it can be stated that the time advantage of coiled tubing is estimated as 54 days of additional oil production.

The other factor is ESP performance index. During the cleanout operations the downhole gauges are deployed to determine the optimal ESP size and capacity. The received data make it possible to choose the right equipment optimized for maximum well performance in the first run thus avoiding the losses caused by conventional optimization that includes the deployment of “sacrificial ESPs”. Thus, in the wells cleaned by conventional methods the “sacrificial” ESPs are run at 75% of their capacity until the solids flowback ratio is decreased to the average field value, while after the coiled tubing underbalanced cleanout it is possible to have the ESP working at full capacity in the very first run. So, the additional production gain equals 25% under this criterion plus the gain due to the optimal production rate chosen.

During the field studies performed for comparison of overbalanced and underbalanced cleanouts the ►

**ЗАГРУЗКА МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА
ВЗВЕШЕННЫМИ ТВЕРДЫМИ ЧАСТИЦАМИ**

На следующем этапе необходимо предсказать возможную загрузку межтрубного пространства частицами и оценить приблизительное время, необходимое для самоочистения. Как только скорость потока становится достаточной для поднятия твердых частиц, они заполняют межтрубное пространство и разница между ГД в стволе и пласте уменьшается. При недостаточно низком ГД в стволе скорость потока падает до уровня ω_{min} , частицы перестают двигаться вверх. Максимальная загрузка межтрубного пространства частицами должна быть таковой, чтобы ГД в стволе скважины сохраняло скорость потока на уровне, большем, чем ω_{min} , и слой взвешенных твердых частиц поднимался выше данного интервала. Приблизительные оценки могут быть получены на основе сравнения величины ΔP_{load} , необходимого для поднятия частиц в межтрубном пространстве, и величины ΔP_{min} , необходимой для создания потока со скоростью $\geq 2 \times \omega_{min}$. Если условие $\Delta P_{load} \geq \Delta P_{min}$ выполняется, то можно проводить оценку времени, которое понадобится на самоочистение. В ином случае планирование самоочистения себя не оправдает.

$$\Delta P_{min} = \frac{Q_{min} \times K}{PI} = \frac{\omega_{min} \times A}{PI},$$

где Q_{min} – минимальная объемная скорость потока, $м^3/мин$;

K – константа, $K = 2 \times 60 \times 24 = 2880$;

PI – коэффициент производительности, $\frac{м^3}{день \times атм}$;

A – площадь поперечного сечения, $м^2$;

Для простоты расчетов в рамках данной модели при помощи существующих программных пакетов можно привлечь принцип эквивалентного гидростатического давления. В воображаемой системе циркуляции в скважине давление в забое зависит только от ГД. Таким образом, эквивалентное ГД определяется как $P_{equiv} = BHP_i = \rho_{equiv} \times g \times TVD_i$. Затем следует пересчитать эквивалентное ГД с учетом загрузки твердыми частицами межтрубного пространства. Это можно сделать за одну операцию. Результат имеет погрешность порядка 0–5% по сравнению с предыдущим методом.

$$\Delta P_{load} = P_r - \frac{\rho_{equiv} \times V_{well} + A \times H_{SF} \times \rho_s \times \epsilon}{V_{well}} \times g \times TVD_{perf},$$

где P_r – пластовое давление;

ρ_{equiv} – эквивалентная средняя плотность флюида в скважине;

V_{well} – объем скважины от устья до интересующего нас интервала;

H_{SF} – измеренная высота слоя твердых частиц выше интервала;

TVD_{perf} – фактическая глубина по вертикали до интервала.

significant impact on the final PI has been observed. Typically, the PI is 18–20% higher for the wells cleaned underbalanced with coiled tubing. This difference can be explained by the fact that during the underbalanced cleanout the workover and fracturing fluids flow back right after the hydraulic fracturing operation. These fluids typically contain polymers and additives that are potentially damaging to formation and their instant removal prevents the associated problems. Thus, the final fracture conductivity after underbalanced cleanout is close to the initial parameters achieved during the fracturing. With the conventional methods these 18–20% of production gain are lost which corresponds to 55 tons of oil per day per well.

Another problem related to workover activities is scaling due to the mixture of workover fluids and formation water. The quality of water for workover fluids is hard to control due to the fact that the water is taken from shallow Senoman formation and salts distribution is not even in each batch. Reduction of workover cycles decreases the risk of scale precipitation in the formation and in ESPs in the course of flowback during the production.

CONCLUSIONS

Application of coiled tubing for cleanouts after fracturing has shown the following principal advantages:

1. Avoidance of deployment of “sacrificial” ESPs, which decreases the number of workovers and associated well killing operations.
2. Extended life of ESPs deployed for production – decreased failure rate caused by flowback solids.
3. Fewer workover fluids to be pumped which decreases the rate of scale precipitation in the formation and later in ESPs.
4. Increased PI for the wells cleaned underbalanced due to the removal of damaging workover fluids and faster fracture cleanup.
5. Enhanced effect from stimulation activities and the increased NPV from the spent budget.
6. Workover time and budget savings when self-cleaning is implemented. ©

Unit Conversion Factors

bbl x 1.59 E + 02 = liter

ft x 3.048 E – 01 = m

gal x 3.785 E + 00 = liter

gal/bbl x 2.38 E + 01 = liter/m³

in x 2.54 E – 02 = m

ksi x 6.895 E + 06 = Pa

lb x 4.53 E – 01 = kg

lb/bbl x 2.853 E + 00 = kg/m³

psi x 6.895 E + 03 = Pa

(°F-32) x 5/9 E + 00 = °C

ОЦЕНКА ВРЕМЕНИ РАБОТ

При определении промежутка времени, необходимого для самоочистки, необходимо учитывать обратный приток несвязанных твердых частиц. Чтобы принять этот факт во внимание, для каждого месторождения выбирается средний статистический коэффициент, соответствующий операции по ГРП. Процесс самоочистки следует прекращать, когда концентрация твердых частиц в обратном притоке упала до минимума и не увеличивается в течение периода времени, в 1,5–2 раза превышающего время, которое требуется для подъема твердых частиц с забоя скважины на поверхность. Определение этого момента очень важно для планирования времени проведения операции и стоимости азота. Сложность такого определения связана с необходимостью приостановки самоочистки во время обратного притока твердых частиц. Для этих целей скважина промывается флюидом, что позволяет установить нормальное ГД в течение периода, необходимого для поднятия твердых частиц на поверхность. Затем можно осуществить спуск ГТ в скважину и проверить забой.

РЕАЛИЗАЦИЯ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

Обе методики были реализованы, и на данный момент более 500 скважин прошли очистку после проведения в них ГРП. В процессе очистки было замечено, что большинство интервалов, подвергшихся ГРП, имеют потенциал к самоочистке. Такой потенциал адекватно определяется с помощью усовершенствованного метода/ метода самоочистки и дает предсказуемые результаты. Конечно, не всякая скважина является кандидатом на применение данного метода. На практике большинство скважин, очищенных с использованием подобного метода, имели несколько интервалов. Кроме того, в представленных уравнениях предусмотрен достаточный коэффициент безопасности, что уменьшает реальный потенциал скважины. Поэтому все 100% спроектированных операций по очистке были применены в полевых условиях. Сравнение методов показывает очевидные преимущества метода самоочистки.

Средние значения параметров операции по очистке с применением колтубинга:

- время операции составляет 2–5 дней, включая время на закачку азота в скважину (12–16 часов);
- объем извлеченного из ствола скважины песка составляет около 3м³, что соответствует высоте 150 м для обсадной колонны диаметром 177,8 мм;
- объем обратного притока песка из интервалов перфорации составляет около 4м³, что соответствует высоте в 200 м для обсадной колонны диаметром 177,8 мм.

ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT

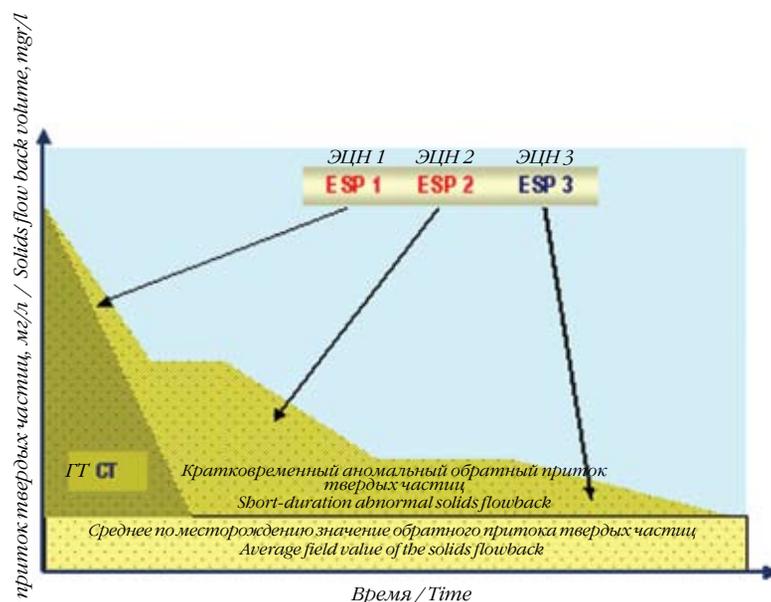


Рисунок 1 – Эффект, оказываемый очисткой с применением ГТ на темп отбора твердых частиц, в сравнении с методом установки «жертвенного» ЭЦН

Figure 1 – The effect of CT cleanout on solids flowback rate in comparison with “sacrificial” ESP’s deployment

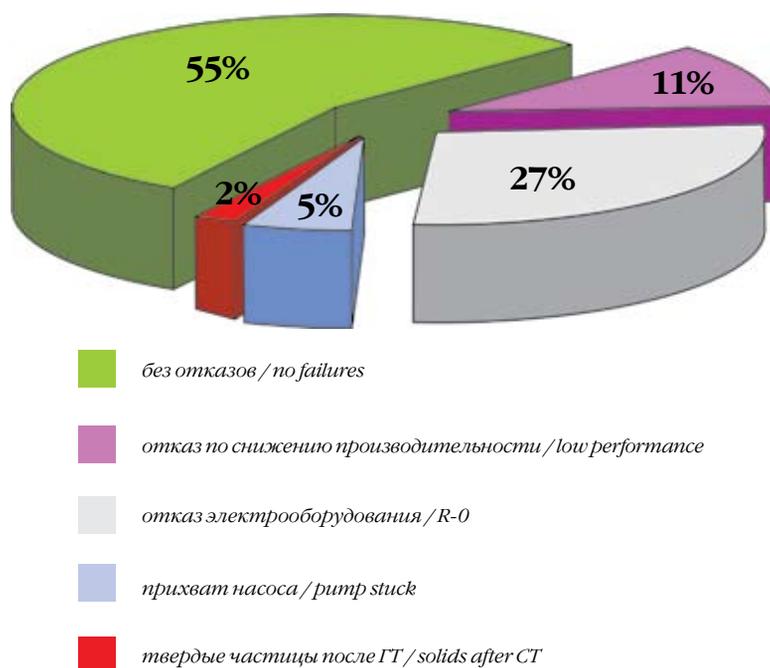


Рисунок 2 – Число и типы отказов оборудования в скважинах, очищенных с помощью колтубинговых технологий

Figure 2 – The number and type of failures in the wells cleaned with CT

ВЛИЯНИЕ НА ДАЛЬНЕЙШУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИНЫ И ЕЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Внедрение колтюбинговых технологий позволило снизить время на проведение заканчивания скважины и уменьшить частоту отказов ЭЦН из-за обратного притока твердых частиц из пласта. Эффективность очисток с применением ГТ достигло уровня в 98%, что соответствует уменьшению затрат на замену и техническое обслуживание отказавших ЭЦН, а также дополнительному приросту нефти благодаря более редким циклам КРС. Средний межремонтный период ЭЦН для скважин, очищенных с помощью колтюбинга, составляет 80–90 дней, в то время как для скважин, очищенных традиционными способами, этот период равен 24–30 дням. В целом преимущество колтюбинговых технологий можно оценить как 54 дополнительных дня нефтедобычи.

Еще одним фактором является коэффициент производительности ЭЦН. Во время операций по очистке в скважине размещаются измерительные приборы, которые определяют оптимальные размеры и производительность ЭЦН. Полученные данные позволяют во время первой спуско-подъемной операции установить правильное оборудование, которое оптимизировано для достижения максимальной производительности скважины, и избежать тем самым потерь, связанных с традиционной процедурой оптимизации, которая включает в себя установку «жертвенного» ЭЦН. Таким образом, после очистки скважин традиционными методами, «жертвенные» ЭЦН работают в них на 75% от своей мощности до тех пор, пока коэффициент, характеризующий обратный поток твердых частиц, не снизится до среднего значения по месторождению. После очистки скважины с помощью колтюбинга, можно запустить ЭЦН на полную мощность уже в самом начале эксплуатации скважины. То есть дополнительный прирост в добыче по этому критерию составляет 25%. Также к этому нужно добавить прирост, обусловленный выбором оптимального темпа добычи.

Во время полевых исследований, проводившихся для сравнения методов очистки в условиях повышенного и пониженного ГД в стволе скважины, наблюдалось значительное влияние выбранного метода на конечное значение коэффициента производительности PI. Обычно для скважин, очищенных с помощью колтюбинга на депрессии, коэффициент PI на 18–20% выше. Эту разницу может объяснить тот факт, что во время очистки на депрессии жидкости для КРС и ГРП уходят из пласта сразу после окончания ГРП. Эти жидкости, как правило, содержат полимеры и добавки, которые могут вызвать повреждения пласта, поэтому их

ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT



Рисунок 2а – Влияние очистки с применением ГТ на эксплуатационные качества ЭЦН. Номер 1 соответствует новому насосу, № 2 – насос из скважины, очищенной с помощью ГТ, № 3 – насос из скважины, очищенной традиционными методами

Figure 2a – The effect of CT cleanout on ESP performance. Part #1 is taken from the new pump, #2 – pump from the well cleaned with CT, #3 – pump from the well cleaned by conventional methods

Статистические результаты азотного газлифта с использованием ГТ по данным ЮНГ, июль 2002-декабрь 2003 гг.

Statistical Effect of CT N2 KO data from YNG Jul2002-Dec 2003

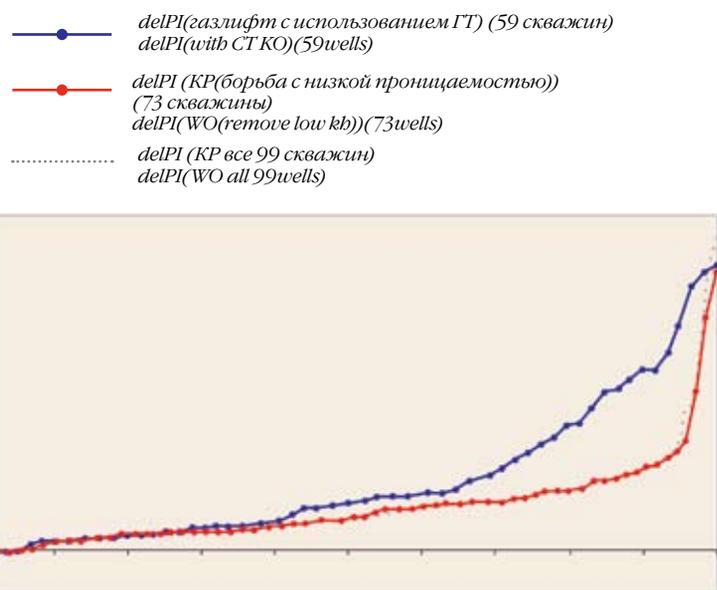


Рисунок 3 – Статистическое распределение величины delPI (м³/д/атм) показывает значительное улучшение потенциала скважины, когда сразу после ГРП следует быстрая очистка с использованием азотного газлифта при помощи ГТ. Прирост в 30% случаев является статистически более значимым (коэффициент прироста – 2–3) для скважин с наибольшим потенциалом. Для скважин с меньшим потенциалом (в 30% случаев) эффект пренебрежимо мал

Figure 3 – Statistical Distribution of delPI shows a significant improvement of well potential when the frac is immediately followed by a rapid cleanout period using CT nitrogen lift. The gain is statistically considerably higher (2 to 3 times) on the well with the highest potential (30% of cases). On lower potential well (30% of cases) the impact is negligible

быстрое удаление предотвращает связанные с такими повреждениями проблемы. Таким образом, конечная проводимость трещины при очистке на депрессии близка к начальному значению, достигнутому в процессе гидроразрыва. При использовании традиционных методов мы теряем эти 18–20% производительности, что соответствует 55 тоннам нефти в день с одной скважины.

Еще одной проблемой, связанной с проведением КРС, является солеобразование из-за наличия смеси жидкостей для КРС и пластовой воды. Качество воды, используемой в жидкостях для КРС, тяжело контролировать из-за того, что она добывается из неглубокого пласта сеномана, и содержание солей в разных партиях жидкости для КРС варьируется. Уменьшение числа циклов КРС снижает риск солеобразования в пласте и ЭЦН при обратном притоке флюида во время добычи.

ВЫВОДЫ

Применение колтюбинга при очистке скважин после ГРП продемонстрировало следующие основные преимущества:

1. Нет необходимости размещать в скважине «жертвенные» ЭЦН, что приводит к уменьшению числа КРС и связанных с ними операций по глушению скважин.
2. Увеличивается срок службы ЭЦН, установленных для осуществления добычи, и снижается частота отказов из-за обратного притока твердых частиц.
3. Уменьшается количество жидкостей для КРС, которое необходимо использовать, что снижает интенсивность солеобразования в пласте, а затем и в ЭЦН.
4. Увеличивается коэффициент производительности PI для скважин, очищенных на депрессии, благодаря удалению повреждающих пласт жидкостей для КРС и быстрой очистке трещины.
5. Усиливается эффект от процедур по стимулированию притока и увеличивается чистая приведенная стоимость потраченного бюджета.
6. При использовании метода самоочищения сокращается время на проведение КРС и обеспечивается экономия бюджетных средств. ©

Коэффициенты согласования размерностей

баррель $\times 1.59 \text{ E} + 02 = \text{литр}$; **фут** $\times 3.048 \text{ E} - 01 = \text{м}$;

галлон $\times 3.785 \text{ E} + 00 = \text{литр}$;

галлон/баррель $\times 2.38 \text{ E} + 01 = \text{литр/м}^3$;

дюйм $\times 2.54 \text{ E} - 02 = \text{м}$; **кило-фунт** на кв. дюйм $\times 6.895 \text{ E} + 06 = \text{Па}$;

фунт $\times 4.53 \text{ E} - 01 = \text{кг}$; **фунт/баррель** $\times 2.853 \text{ E} + 00 = \text{кг/м}^3$;

фунт на кв. дюйм $\times 6.895 \text{ E} + 03 = \text{Па} (^{\circ}\text{F}-32) \times 5/9 \text{ E} + 00 = ^{\circ}\text{C}$

ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT

Скорость проходки / Rate of penetration

- СП при стандартном методе
ROP standard method
- СП при усовершенствованном методе
ROP advanced method

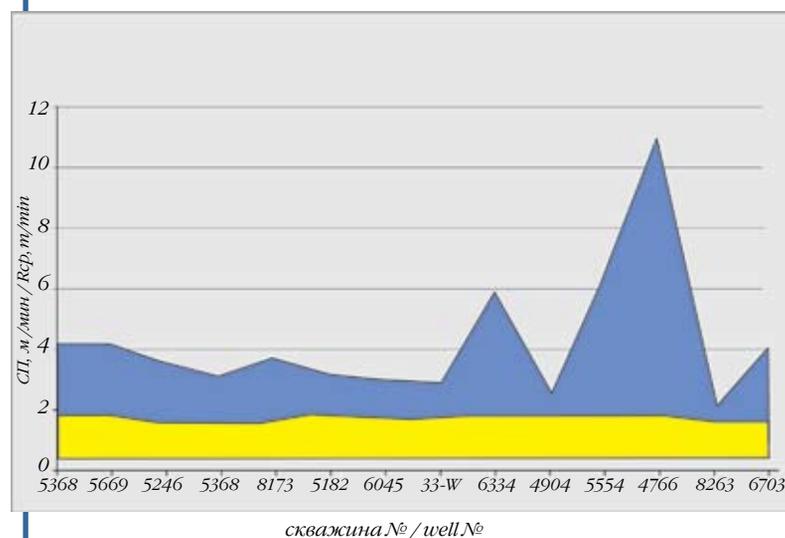


Рисунок 4 – Сравнение скоростей проходки во время очистки стандартным и усовершенствованным методами

Figure 4 – Comparison of rate of penetration during the cleanout using standard and advanced methods

ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ.

Перспективы применения на горизонтальных скважинах

PLASMA-PULSE IMPACT.

Prospects of Its Application at Horizontal Wells

А.В. БОЧКАРЕВ, заместитель генерального директора, NOVAS Energy Services
A.V. BOCHKARYOV, Deputy Director General, NOVAS Energy Services

В последние годы обеспечение поддержания и увеличение объемов добычи нефти и газа нефтегазодобывающими компаниями России происходит в основном за счет интенсивной эксплуатации крупных и уже длительное время разрабатываемых месторождений. Однако высокая обводненность извлекаемой продукции и резкое понижение пластового давления продуктивных горизонтов приводят к неуклонному снижению эффективности эксплуатационного фонда скважин и, как следствие, к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является бурение горизонтальных скважин.

При использовании технологий бурения горизонтальных скважин стало возможным разрабатывать новые, считавшиеся ранее неэффективными, месторождения и извлекать углеводороды, считавшиеся ранее неизвлекаемыми вследствие малой мощности и низкой проницаемости продуктивного пласта.

При всех плюсах разработки месторождений при помощи горизонтальных скважин с их эксплуатацией связаны некоторые осложнения. Контакт более значительной части пласта с буровым раствором в течение длительного времени может привести к кольматации пласта, которая в горизонтальных скважинах будет выражена в большей степени, чем в вертикальных. Поэтому декольматация продуктивных интервалов горизонтальных скважин является актуальной задачей.

Традиционно в горизонтальных скважинах применяется декольматация посредством воздействия различными кислотными составами, создания режима депрессии-репрессии, перестрелов

Over the recent years sustention and increase of oil and gas production by the Russian oil and gas companies has been mostly achieved due to intensive operation of large fields, which had been under development for a long period of time. However, high water cut levels of the recovered oil and rapid decline of the reservoir pressure lead to a steady reduction of the operating well stock effectiveness and, consequently, reduction of the oil recovery factor (ORF). Drilling horizontal wells is one of the most effective methods of oil recovery enhancement.

Horizontal well drilling allows us developing oilfields, which previously were considered non effective ones; it allows us recovering hydrocarbons, which previously were considered non-recoverable ones due to insufficient thickness and low permeability of the productive reservoir.

Despite all the advantages of horizontal wells, their operation implies certain difficulties and complications. In case of a horizontal well, a much more considerable area of the reservoir is in contact with drilling mud for a long period of time. This may lead to reservoir colmatation, which is more intense than in case of vertical wells. That is why decolmatation of the productive intervals in horizontal wells is a very important task.

Traditionally, treatment with acid solutions, creation of depression-repression modes, reperforation of the reservoir with the use of highly-penetrating cumulative charges and other methods are used for decolmatation of the horizontal wells. However, all the above mentioned methods have different disadvantages, while plasma-pulse impact (PPI) technology does not have any shortcomings.

Plasma-pulse impact technology was developed by a group of Russian scientists headed by A.A.Molchanov,

пластов глубоко проникающими зарядами кумулятивного действия и др. Однако у всех этих методов существуют различные недостатки, которых лишена технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ).

Технология плазменно-импульсного воздействия была разработана группой российских ученых, возглавляемой профессором Санкт-Петербургского государственного горного института А.А. Молчановым, в состав которой вошли ученые из Научно-исследовательского института электрофизической аппаратуры (НИИЭФА), а также специалисты российской компании «НОВАС».

При применении технологии плазменно-импульсного воздействия обработка скважин производится плазменно-импульсным генератором. Время обработки скважины определяется геологическими параметрами залежи и мощностью обрабатываемого продуктивного интервала.

Особенностью технологии является эффективная декольматация продуктивного интервала благодаря глубокому проникновению ударной волны в продуктивную залежь.

При этом в пласте происходят следующие процессы:

- разогрев прискважинной зоны (при разряде температура достигает 25 000–28 000 °С)
- ускорение гравитационной агрегации нефти и газа;
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
- увеличение скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;
- изменение напряженного состояния горных пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСПОЛЪЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- энергоемкость – 1,5 кДж;
- напряжение питания – 220 В;
- длительность разряда – 53 микросекунды;
- температура, выделяемая при разряде 25 000–28 000 °С;
- периодичность – 2 разряда в минуту.

КАК ЭТО РАБОТАЕТ

Основой технологии плазменно-импульсного воздействия является электрический разряд в жидкости через калиброванный металлический проводник. При разряде формируется ударная волна с одновременным выделением значительного количества направленной энергии. Ударная волна, проходя через перфорационные отверстия в пласт, воздействует как на призабойную зону, так и на удаленные зоны пласта. Многократное

Professor of Saint Petersburg Mountain Institute. Among the members of the group were scientists of the Research Institute of Electrophysical Equipment, and the experts of the Russian company NOVAS.

When using plasma-pulse impact technology, the treatment of the well is done with the use of plasma-pulse generator. The time of treatment depends on the geological parameters of the reservoir and the thickness of the productive area under treatment.

The main feature of this technology is effective decolmatation of the productive area due to deep penetration of the shock wave into the productive reservoir.

At the same time the following processes take place in reservoir:

- heating up of the downhole area (at the moment of discharge the temperature reaches 25,000–28,000 °C);
- speeding up of the oil and gas gravitational aggregation;
- increase of relative permeability to oil is more than that to water;
- increase of the speed and completeness of oil capillary desaturation;
- change of the collector rocks stress state and relative changes of the porous area structure.

SPECIFICATION OF THE APPLIED EQUIPMENT:

- energy intensity – 1.5 kilojoules;
- power supply voltage – 220 V;
- discharge duration – 53 microseconds;

Особенностью технологии является эффективная декольматация продуктивного интервала благодаря глубокому проникновению ударной волны в продуктивную залежь.

The main feature of this technology is effective decolmatation of the productive area due to deep penetration of the shock wave into the productive reservoir.

- temperature emitted at the moment of discharge 25,000–28,000 °C;
- discharge periodicity – 2 discharges per minute.

HOW IT WORKS

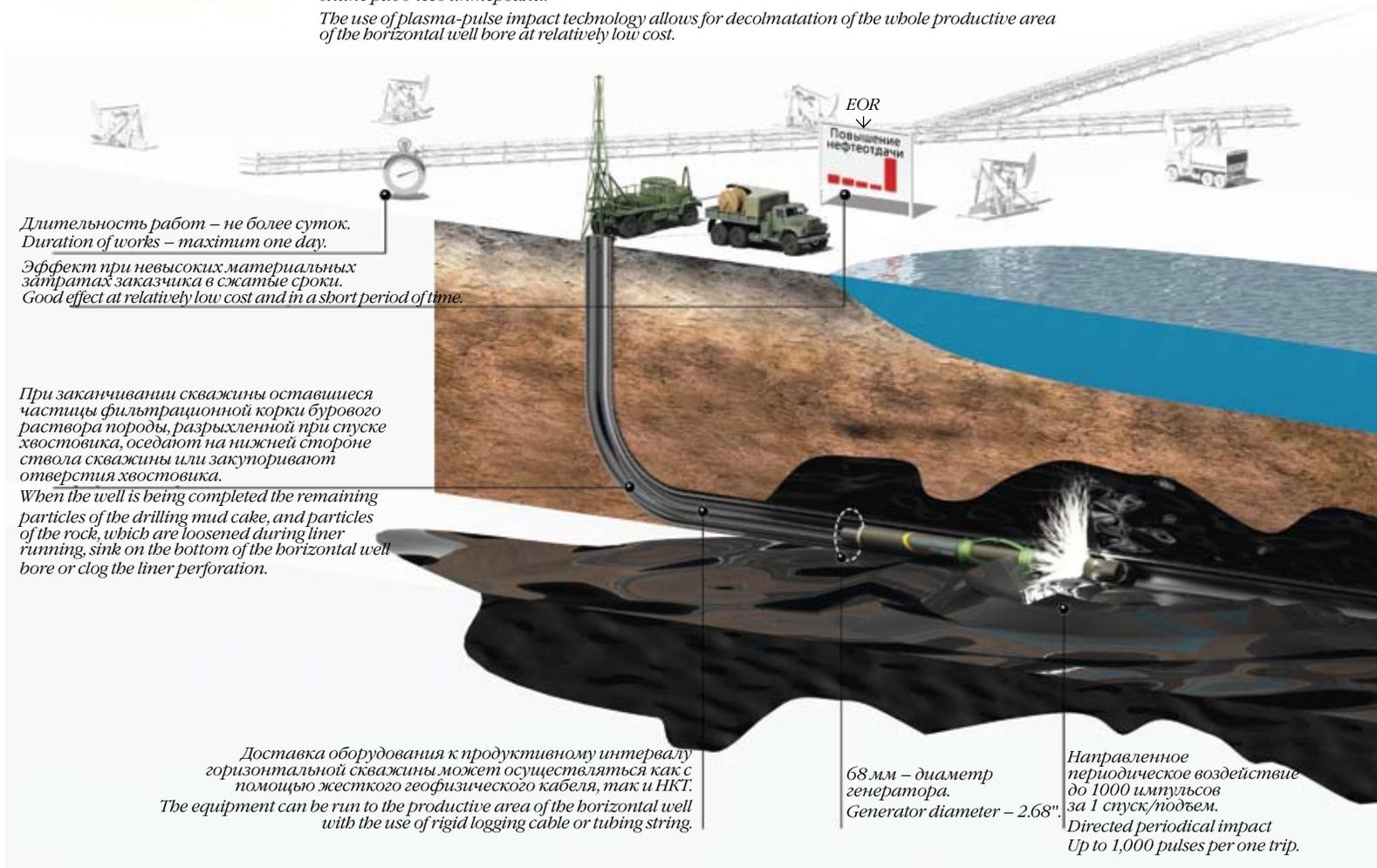
The plasma-pulse impact technology is based on an electric discharge in fluid via a calibrated metal conductor. At the discharge a shockwave is formed with simultaneous emission of substantial amount of directed energy. The shockwave penetrates via perforation and impacts both the bottomhole area and the remote areas of the reservoir. Multiple, periodically repeated discharges result in directed thermal and acoustic shockwave impact on the reservoir. As a result, decolmatation of the bottomhole takes place, there are oscillating processes inside the reservoir, which lead to overcoming of



Повышение нефтеотдачи на горизонтальных скважинах
Oil recovery enhancement at horizontal wells

Применение технологии плазменно-импульсного воздействия позволяет без значительных затрат декольматировать ствол горизонтальной скважины по всей длине рабочего интервала.

The use of plasma-pulse impact technology allows for decolmatation of the whole productive area of the horizontal well bore at relatively low cost.



Длительность работ – не более суток.
 Duration of works – maximum one day.

Эффект при невысоких материальных затратах заказчика в сжатые сроки.
 Good effect at relatively low cost and in a short period of time.

При заканчивании скважины оставшиеся частицы фильтрационной корки бурового раствора породы, разрыхленной при спуске хвостовика, оседают на нижней стороне ствола скважины или закупоривают отверстия хвостовика.

When the well is being completed the remaining particles of the drilling mud cake, and particles of the rock, which are loosened during liner running, sink on the bottom of the horizontal well bore or clog the liner perforation.

Доставка оборудования к продуктивному интервалу горизонтальной скважины может осуществляться как с помощью жесткого геофизического кабеля, так и НКТ.
 The equipment can be run to the productive area of the horizontal well with the use of rigid logging cable or tubing string.

68 мм – диаметр генератора.
 Generator diameter – 2,68"

Направленное периодическое воздействие до 1000 импульсов за 1 спуск/подъем.
 Directed periodical impact Up to 1,000 pulses per one trip.

периодическое повторение разрядов приводит к направленному термическому, акустическому ударно-волновому воздействию на пласт. В результате происходит декольматация призабойной зоны скважины, в пласте возникают колебательные процессы, приводящие к преодолению капиллярных

capillary forces between the fluid and the rock, improvement of filtration and capacity characteristics, and consequential change of pore channels saturation that finally results in the increase of oil inflow to the production wells bottoms.

Based on the results of long-term research we can say that the influence of elastic vibrations on the filtration processes in the saturated porous media is an established matter.



Излучатель, электроды замкнуты проводником, перфорационные каналы закольматированы.
 The gun, electrodes close-looped with the conductor, perforation channels are colmataged.

Иницируется взрыв металлического проводника, происходит образование плазмы со скачком уплотнения.
 Initiation of the metal conductor explosion, plasma and a shockwave are formed.

Возникшая ударная волна через перфорационные каналы проникает в призабойную зону и далее – в пласт, стимулируя упругие колебания.
 The shockwave penetrates via perforation channels into the bottomhole area and farther into the reservoir stimulating elastic oscillations.

сил между породой и флюидом, улучшению фильтрационно-емкостных характеристик и, как следствие, изменению насыщенности поровых каналов, что способствует увеличению притока нефти к забоям добывающих скважин.

Многолетние результаты исследований дают основание рассматривать влияние упругих колебаний на фильтрационные процессы в насыщенных пористых средах как установленный факт.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

За последнее время было проведено большое количество опытно-промышленных работ, которые показали перспективность внедряемой технологии. Однако в силу того, что диаметр скважинного оборудования составляет 102 мм, до сих пор применение технологии было невозможно на горизонтальных скважинах.

Тем не менее очевидно, что применение ПИВ именно на горизонтальных скважинах крайне актуально, так как проблема декольматации продуктивного интервала горизонтальной скважины является в настоящее время одной из наиболее острых.

Именно поэтому российскими разработчиками было изготовлено оборудование с диаметром скважинного прибора 68 мм. Это оборудование позволит без

значительных затрат декольматировать ствол горизонтальной скважины по всей длине рабочего интервала.

Очевидно, что доставить на кабеле ГКЗ в горизонтальную скважину довольно массивное оборудование невозможно, поэтому в качестве средства доставки скважинного прибора к рабочему интервалу перфорации был выбран колтюбинг как наиболее надежный и современный метод. ☉

В качестве средства доставки скважинного прибора к рабочему интервалу перфорации был выбран колтюбинг как наиболее надежный и современный метод.

Coiled tubing being the most reliable and modern method of running devices down to the perforation area of the well.

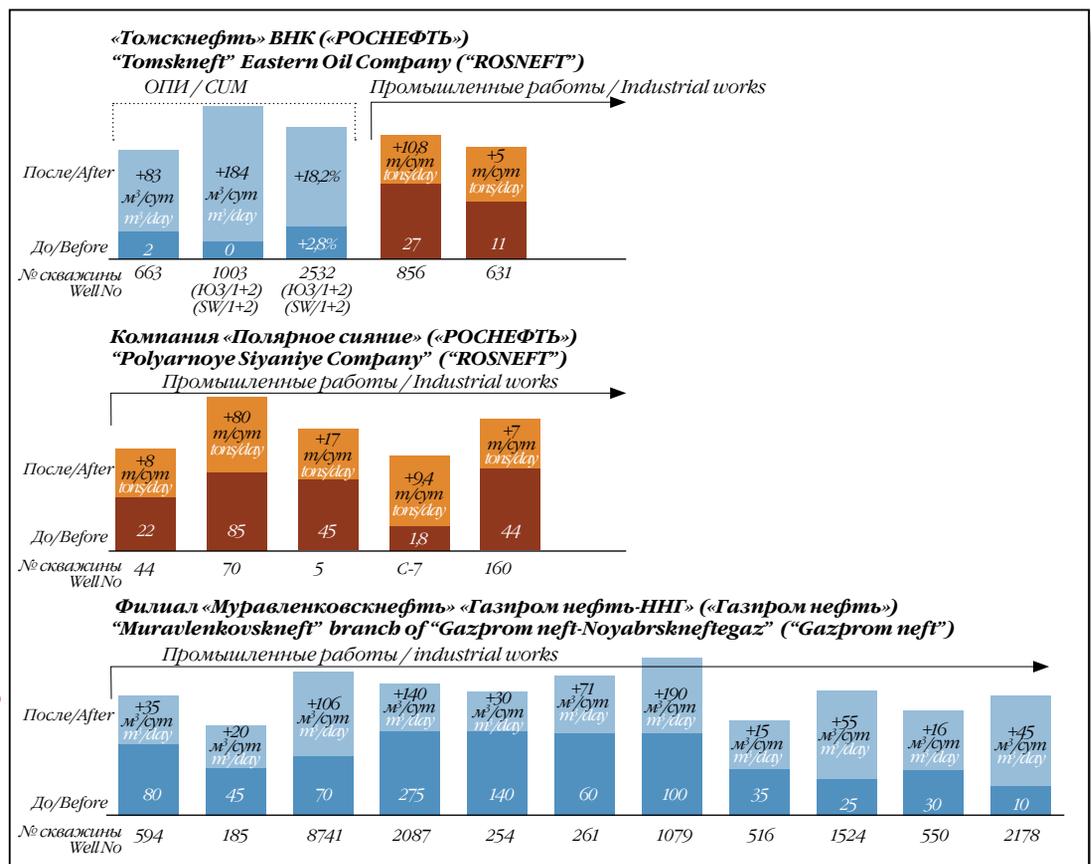
APPLICATION EXPERIENCE AND FURTHER PROSPECTS

Over the recent time there has been conducted great number of pilot projects, which proved the promising character of this technology application. However, due to the fact that the downhole equipment is 4 inches in diameter it was impossible to use the technology at the horizontal wells.

Nevertheless, it is obvious that the application of the technology at the horizontal wells is of great importance due to the existing acute problem of productive area colmatation.

That is why Russian engineers developed and produced downhole equipment with the diameter of 2.67 inches. This equipment will allow for decolmatation of the whole length of horizontal well productive area at relatively low cost.

It is obvious that running massive equipment down to the horizontal well with the use of cable is impossible, that is why the choice was made in favor of coiled tubing being the most reliable and modern method of running devices down to the perforation area of the well. ☉



Перспективы развития колтюбингового бурения в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Prospects of CT Drilling at Production Enterprise Belarusneft

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, директор БелНИПИнефть

Р.В. ШЕМЛЕЙ, начальник отдела строительства и ремонта скважин, РУП «ПО «Белоруснефть»

Ю.А. БУТОВ, зав. отделом строительства скважин, БелНИПИнефть

А.Н. БОГАТКО, инженер-технолог, БелНИПИнефть

N.A. DEMIANENKO, Director, BelNIPIneft

R.V. SHEMLEI, Head of the Department of Construction and Well Service, Belarusneft

Y.A. BUTOV, Deputy Head of the Well Construction Department, BelNIPIneft

A.N. BOGATKO, Engineering Technologist, BelNIPIneft

На современном этапе развития колтюбинговых технологий достаточно хорошо освоено более десятка операций, которые пришли на смену традиционным технологиям в практической деятельности нефтяников. Бурение с применением гибких труб также развивается и привлекает технологов новыми возможностями в реализации сложных проектов. Технические характеристики гибкой трубы, наличие силового провода для запитки ориентатора и надежного канала связи с забойной аппаратурой обеспечивают контролируемое в реальном масштабе времени управление траекторией стволов скважин, в том числе по короткому радиусу искривления. В мировой практике колтюбингового бурения осуществляется проводка горизонтальных стволов в продуктивном горизонте, а также горизонтальных и наклонных стволов с разветвлениями по короткому радиусу от основного ствола. Актуальность таких технологий особо значима для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Следует отметить, что с развитием технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии применение колтюбинговой техники стало более привлекательным по отношению к традиционно применяемому свинчиваемому бурильному инструменту.

At the modern stage of development of CT technologies there appeared over a dozen of new operations, which replaced traditional technology in oilers' practical activities. CT drilling is developing as well and attracts technologists with new opportunities in implementation of sophisticated projects. Technical characteristics of a coiled tube, the presence of a power cable for power supply to the orientator and a reliable link with bottom-hole equipment provide for real-time control over well path, including that for short radius of distortion. The world operators practice drilling horizontal wells in the production horizon and directional deviated wells on short radius from the main bore. Such technologies are especially relevant for fields with reserves hard to recover. It should be noted that the development of underbalanced well completion technologies became more attractive than traditional made-up drilling instrument.

The above-mentioned technologies are quite suitable for the fields of Belarus, most of which are at the last development stage. For more than 10 years the production association Belarusneft has been drilling sidetracks from the wells drilled earlier and construction of bilateral wells with simultaneous production from both shafts.

Taking into account their territorial location and mutual interest in the development of



Перечисленные технологии востребованы применительно к месторождениям Беларуси, разработка большинства которых находится на поздней стадии. На протяжении уже более десяти лет буровыми предприятиями РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» осуществляется проводка боковых стволов из ранее пробуренных скважин, а также строительство двуствольных скважин с одновременной эксплуатацией обоих стволов. Перспективными планами разработки предусматривается строительство на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами крутонаклоненных многоствольных и разветвленных скважин для отдельной и одновременной эксплуатации стволов. Для месторождений с низкими пластовыми давлениями предусматривается апробация технологии бурения с депрессией на пласт.

С учетом территориального расположения и взаимной заинтересованности в развитии современных технологий предприятий РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и СЗАО «Новинка», входящее в Группу ФИД, провели промысловые испытания системы направленного бурения (СНБ) в скважине 9012 Котельниковского месторождения. Для бурения карбонатных пород подсолевых отложений с применением СНБ использовалась гибкая труба (ГТ) диаметром 50,8 мм, которой была оснащена

modern technologies, PA Belorusneft and Novinka, which makes part of FID Group, held industrial tests of the directional drilling system in the well 9012 of Kotelnikovski field. A 2" CT and CT unit MK30T was used for drilling carbonated rock of subsalt layers.

The tests resulted in the following conclusions:

- The DDS is operational and provides for unit control in combination with 2" CT;
- CT with built-in single-core geophysical cable provide for stable work for orientator and reliable link with downhole equipment;
- The velocity of drilling with the bit of 3.62" and DDM DR-73 is equal to the velocity obtained by traditional methods of drilling;
- Information about the values of load on the bit and reactive moment of DDM supplied by downhole sensors is especially important for drilling control;
- The accuracy of instrument capsules of angular parameters and CT is satisfactory.

In general, despite of some discrepancies of the DDS, which can be eliminated easily, we can state that new equipment for CT drilling is operational and can be applied for construction of wells.

The industrial operations with the application of DDS will be continued in the offing. The future development of CT technologies is going to proceed in 3 stages. Bores with simplified

колтюбинговая установка МК30Т.

По результатам испытаний можно сделать следующие выводы:

- СНБ является работоспособной, обеспечивается управляемость компоновки в сочетании с ГТ диаметром 50,8 мм;
- ГТ со встроенным внутри нее одножильным геофизическим кабелем поддерживает стабильную работу ориентатора и надежность канала связи с забойной аппаратурой;
- скорость проходки с применением долота диаметром 92 мм в сочетании с ВЗД ДР-73 соизмерима со скоростью углубления традиционным способом бурения;
- особую значимость для управления процессом бурения имеет информация с забойных датчиков о величинах нагрузки на долото и реактивного момента от ВЗД;
- точность измерительных модулей угловых параметров и ГК – удовлетворительная.

В целом, несмотря на некоторые недоработки в конструкции СНБ, которые устранимы, можно констатировать, что новая техника для колтюбингового бурения работоспособна и может применяться для проводки скважин.

В ближайшее время промысловые работы с применением СНБ будут продолжены. В обозримой перспективе развитие технологии колтюбингового бурения предусматривается в три этапа. На первом этапе планируется проводить работы по проводке стволов в пределах продуктивного пласта с упрощенной траекторией. Вторым этапом предусматривается разработка вариантов технологических схем бурения на депрессии применительно к месторождениям Припятского прогиба. Третьим этапом предусматривается разработка комплексной технологии бурения и заканчивания скважин различного уровня сложности (горизонтальные, многозабойные, разветвленные) с применением колтюбингового оборудования.

Целесообразность разработки новой технологии обусловлена необходимостью в использовании наиболее эффективных мер для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов на месторождениях Припятского прогиба. Как видится, творческое сотрудничество предприятий РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и Группы ФИД будет продолжаться и может иметь новые пути для взаимного развития. ☉



trajectory will be drilled within productive formation during the first stage. The second stage envisages development of technological schemes for underbalanced drilling on the fields of Pripjat Depression. The 3rd stage will provide for development of integrated drilling and completion technologies of various degrees of complexity (horizontal, multilateral, drain-hole) with the CT equipment applied.

The necessity in new technologies is explained by demand in effective production enhancement measures on the fields of Pripjat Depression. As you see, the creative cooperation of the PA Belorusneft and FID Group will be continued and has new prospects of mutual development. ☉

КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ COILED TUBING DRILLING

Джоел Парк родился в 1962 году в США.

Трудовую деятельность в области нефтегазового сервиса начал в 1980 году в составе компании «Шлюмберже» сразу после окончания школы в Вествуде. С колтюбингом начал работать с 1985 года, когда перешел на должность оператора колтюбинговой установки в компании Best Hughes/B.J. Hughes.

Имел дело с колтюбингом в компаниях Otis engineering, Camco Coil Tubing и «Шлюмберже».

В 1995 году начал бурить на колтюбинге, перейдя в компанию 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. Являлся консультантом по применению колтюбинга в Узбекистане и Австралии для компаний Stewart & Stevenson и Wellwise Group.

В 2005–2006 гг. Джоел Парк работал супервайзером в проекте по колтюбинговому бурению в Алжире, реализуемом компанией Weatherford. Затем участвовал в проекте по дегазации угольных пластов в США компании Upstream International и занимался приемкой и выявлением неполадок при разработке оборудования для колтюбингового бурения в составе компании Amkin Drilling Technology.

Начиная с 2008 года и по сей день работает в NOV в качестве технического консультанта по продажам оборудования для колтюбингового бурения.



Joel Park was born in USA in 1962, and started to work for oil and gas industry in 1980 in Schlumberger, after he graduated from Westwood High School. He started to work with coiled tubing in 1985, when he worked as a snubbing operator in Best Hughes/B.J. Hughes. Then he worked with coiled tubing in Otis engineering, Camco Coil Tubing and Schlumberger. In 1995 he joined Baker Hughes as coiled tubing driller, and was responsible for coiled tubing drilling projects in USA, Oman, Venezuela and Algeria. Then he participated in Schlumberger coiled tubing drilling projects in the North Sea and Indonesia. Then he worked as a coiled tubing consultant in Uzbekistan and Australia for Stewart & Stevenson and Wellwise Group. In 2005–2006 Joel Park join Weatherford as CTD Wellsite Supervisor in Algeria. Then he participated in coal bed methane drilling project in USA for Upstream International and participated in commissioning and troubleshooting coiled tubing drilling equipment for Amkin Drilling Technology. From 2008 till now he worked in NOV as Coiled Tubing Drilling Technical Sales specialist.

В случае если имеется колтюбинговая установка, с помощью которой можно осуществлять колтюбинговое бурение, какое еще оборудование необходимо для того, чтобы начать бурить?

В первую очередь, необходимо наличие двух насосных установок, а также азотной установки и компоновки низа бурильной колонны. Кроме того, нужна система очистки бурового раствора, которая бы обеспечивала содержание не более 1,2% от объема. Также необходимо наличие сепаратора или дегазатора для реализации бурения по замкнутому циклу.

Известно, что при проведении работ по колтюбинговому бурению необходимо наличие двух насосных установок. Необходимо ли также

наличие двух азотных установок, и дублируются ли находящиеся в компоновке низа бурильной колонны датчики?

Теоретически, конечно, вы можете взять и две азотные установки, однако это не обязательно, и я лично никогда не видел, чтобы для реализации проекта по бурению колтюбингом привлекались две азотные установки. Возможно, это связано с высокой надежностью этого оборудования. Что же касается датчиков, то в известных мне конструкциях компоновок низа бурильной колонны они также не дублируются. В первую очередь, это вызвано тем, что большинство из них не необходимо для бурения. Когда мы только начинали бурить колтюбингом, мы не могли измерять ни нагрузки на долото, ни внешнее и внутреннее давление. Мы измеряли только давление. Разумеется, отсутствие всех этих данных значительно усложняет процесс бурения, однако при достаточных практических навыках оно все же возможно.

Что обычно используется в качестве бурового раствора при бурении колтюбингом на депрессии?

Обычно используется сырая нефть из того же месторождения, в которую для ее активации и снижения плотности вводится азот, что позволяет создать условия для бурения на депрессии. Кроме того, условия для бурения на депрессии можно создать в скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом. Также существует несколько буровых растворов на водной основе для колтюбингового бурения на депрессии, которые разработаны компанией Baker Hughes.

Возможно ли использование для колтюбингового бурения природного газа вместо азота?

Да, можно использовать и природный газ и с его помощью создать условия для бурения на депрессии, однако прокачивать природный газ через колтюбинг слишком опасно. Я лично принимал участие в бурении колтюбингом около 100 скважин и при этом никогда не использовал природный газ для активации потока, на мой взгляд, это недопустимый риск.

Большинство российских сервисных компаний предпочитают использовать мембранные азотные установки из-за сложностей с логистикой, вызванных значительной удаленностью основных российских месторождений от крупных промышленных центров. Могут ли азотные установки такого типа использоваться при колтюбинговом бурении?

Разумеется, они могут использоваться. Однако необходимо быть очень осторожным при использовании мембранных установок для проведения работ с колтюбингом. При использовании таких установок вы не можете получить чистый азот, в нем всегда будет

If you have coiled tubing unit suitable for coiled tubing re-entry drilling, what other equipment should you buy to start the CTD process?

First of all, you will need two pumping units, then nitrogen unit and bottomhole assembly. You will also need the drilling fluid control system, which should provide the concentration of solids of less than 1.2% by volume. You will also need separator or degasser.

It's known, that when you perform coiled tubing drilling you need to have two pumping units. Do you also need two nitrogen units in this case and do you need to have the twin gauges in bottomhole assembly?

Of course, theoretically you can have two nitrogen units, but it's not necessary, and I have never seen two nitrogen units being involved coiled tubing drilling project. Mainly it's because they are very reliable. Regarding the gauges I can only say that in the bottomhole assemblies I worked with there are no one with such option included. First of all it's because most of them are not necessary for the drilling. When we just started to implement the coiled tubing drilling, we had no possibility to measure weight on bit as well as internal and external pressure. We only measured pressure. Of course, without all data the drilling process becomes much more complicated, but it still can be performed successfully if you have enough experience.

Which drilling fluids are usually used to do coiled tubing underbalanced drilling?

Usually we use nitrogen injected in the fluid to energize it and decrease its density to create the underbalanced conditions. Another option for underbalanced drilling is gas lift. I also know about some water-based fluids for underbalanced coiled tubing drilling, produced by Baker Hughes.

Can we use natural gas instead of nitrogen for coiled tubing drilling?

Well, you can, and it will work, but it's too dangerous to pump through the coiled tubing. I have been personally responsible for about 100 coiled tubing drilling projects and I never use natural gas to energize the drilling fluid.

Most of Russian service companies prefer to use the membrane nitrogen

присутствовать кислород. Установки, работающие на жидком азоте, обеспечивают чистоту азота на уровне 99,5% против 95% у мембранных установок. С одной стороны, 5% – это немного, однако чем больше азота вы потребляете, тем больше кислорода попадает в скважину. Необходимо помнить, что кислород в сочетании с водой является причиной коррозии. Таким образом, при наличии водопроявлений мы имеем сильнейший коррозионный фактор. Если прокачка идет через гибкую трубу, то проблема становится еще серьезней, поскольку невозможно визуально определить степень коррозионного разрушения. Поэтому если вы используете мембранную установку, то должны четко понимать, что у вас будут проблемы с трубой. Вы можете пойти на это, но тогда необходимо отслеживать коррозию. На данный момент не существует модели, которая позволяла бы теоретически предсказать коррозионное разрушение в этом случае. Поэтому единственный доступный способ держать ситуацию под контролем заключается в следующем. Необходимо просто периодически отрезать небольшую секцию гибкой трубы и отправлять ее производителю, для того чтобы он произвел для вас необходимые испытания и определил степень ее повреждения.

Какова рабочая температура компоновок низа бурительной колонны, с которыми Вы работали?

На скважинах, в которых я обычно проводил бурение колтюбингом, забойная температура составляла около 120° С. Я предполагаю, что внутренняя температура в КНБК была примерно та же. Разумеется, через компоновку качается более холодная жидкость, однако она разогревается при циркуляции в забое.

Можно ли утверждать, что технология бурения колтюбингом сейчас стала широко распространенной практикой в нефтегазовом сервисе?

Я считаю, что сейчас уже можно это утверждать, поскольку с использованием этой технологии пробурено, по моим оценкам, около 10 тысяч скважин, и это без учета бурения гибридными установками неглубоких скважин в угольных пластах, которые иногда бурятся за 1 день. Основной проблемой для дальнейшего распространения этой технологии является невозможность приобретения полного комплекта оборудования для проведения колтюбингового бурения. В любом случае придется арендовать ориентатор. Возможно, это является и основной причиной того, что на российском рынке нефтегазового сервиса эта технология считается экзотикой. Я уверен, что технические знания российских нефтяников более чем достаточны для проведения этих операций. Это подтверждается и тем, что когда Сургутнефтегаз смог по эксклюзивному контракту приобрести КНБК, они стали проводить значительное количество успешных работ по колтюбинговому бурению. ☉

units for their jobs because of logistical problems. Can such type of nitrogen units be used for coiled tubing drilling?

It can be used. But you need to be very careful when you run membrane unit with coiled tubing, because it can cause trouble. When you use the membrane unit you can not get that gas pure, and it will have oxygen in it. The liquid nitrogen units bring 99,5% pure nitrogen instead of 95% pure nitrogen from membrane units. The faster you go, the more oxygen you will have into the well. You got to remember – water and oxygen will cause corrosion. So if you have water influx and you are not pumping pure nitrogen, that's a corrosive factor there. If you are pumping inside the coiled tubing, it's even more critical, because you can't see the damage. So if you do use the membrane unit, you need to understand that it will cause problems with the coiled tubing. You can do it, but you have to be aware of the corrosion problems. For now there is not any modeling for it. You can only periodically cut off the small section of the coiled tubing, send it to the manufacturer and they will inspect it for you.

What is the working temperature for the bottomhole assemblies you worked with?

Well, I can say that the bottomhole temperature of 250° F is quite usual. So I suppose that the inner temperature in BHA is approximately the same. Of course, you are pumping a cool fluid, but when it is circulating in the bottom of the well it is heating up.

Can we say that coiled tubing drilling technology became quite common industry practice in the world for now?

Yes, we can say so, because up to now, I would estimate there have been about ten thousand coiled tubing re-entry drilling jobs done worldwide. The main problem for further spreading of this technology is that you can't buy the whole set of equipment for this technology and have to rent the orientator. Maybe it is also can be a reason why coiled tubing drilling is quite an exotic technology for Russian market. I believe that technical knowledge of Russian specialists is more than enough for it, and when, for example, Surgutneftegas managed to purchase the bottomhole assemblies on exclusive contract, they started to do a lot of successful coiled tubing drilling jobs. ☉

Устройство для создания осевой нагрузки при колтюбинговом бурении

A Device for Generation of Axial Weight on Drill Bit During Coiled Tubing Drilling

А.Я. ТРЕТЬЯК, Ю.Ф. ЛИТКЕВИЧ, А.Е. АСЕЕВА, Южно-Российский государственный технический университет (ЮРГТУ (НПИ))
 A.Y. TRETUYAK, Y.F. LITKEVICH, A.E. ASEEVA, South-Russian State Technical University (SRSTU (NPI))

Создание осевой нагрузки на долото является неотъемлемой частью бурения. Бурение скважин различного профиля требует индивидуального подхода к этому технологическому параметру. В частности, при бурении горизонтальных участков, особенно при значительной их протяженности, большая часть осевого усилия теряется, не дойдя до забоя и до долота соответственно. Эту проблему решают постоянными «подрывами» колонны, однако этот метод не в состоянии в полной мере удовлетворить потребность постоянной нагрузки на долото. Этот метод не может применяться также в колтюбинговом бурении:

- 1) из-за невозможности производить постоянные «подрывы»;
- 2) колонна ГНКТ имеет небольшой диаметр и, соответственно, высокопластична, вследствие этого не может создавать требуемую осевую нагрузку, особенно на больших глубинах.

Выбор технических характеристик колтюбинга является одним из ключевых моментов обеспечения успешной реализации проекта бурения. В отличие от традиционных подходов, используемых при расчете бурильных колонн, основным показателем, оцениваемым при выборе параметров колтюбинга, является значение осевой сжимающей нагрузки, при которой колонна теряет продольную устойчивость.

Данное требование напрямую увязано с необходимостью доведения до долота заданной нагрузки по всему интервалу бурения. Предельной считается величина сжимающей нагрузки, при которой колтюбинговая колонна переходит в синусоидальный изгиб (рисунк 1, I).

На основе проведенного анализа предложена технология, позволяющая увеличить глубину бурения без потери устойчивости гибкой трубы колтюбинга.

Generation of axial weight on drill bit is an integral part of the drilling process. Drilling of wells with different trajectories requires customized approach to this process variable. In particular, during the process of horizontal drilling, especially when the length of horizontal section is considerable, most of the axial load is lost on the way to bottomhole and drill bit respectively. This problem is solved by continuous “blasting” of the string. This method, however, is not able to meet the demand for continuous axial weight on drill bit to the full extent. This method can't be applied during coiled tubing drilling (CTD) either:

- 1) due to impossibility of continuous “blasting”;
- 2) coiled tubing (CT) string has a small diameter and, accordingly, high plasticity; as a result of this, it cannot create the required axial load, especially at great depths.

The choice of CT specifications is one of the key points for supporting a successful drilling program realization. As opposed to conventional approaches that are used for drill string mechanical design, the main parameter, which is accounted for during CT selection, is the value of axial compression load, at which CT string loses its buckling stability.

This requirement is directly connected with the necessity of providing a drill bit with specified load along the whole drilling interval. The value of compression load, at which helical buckling of CT string (see Figure 1, I) takes place, is called critical compression load.

On the basis of performed analysis we suggest a technology, which allows increasing the drilling depth without loss of CT stability.

This technology is based on the utilization of bottomhole driving mechanism as part of bottomhole assembly (BHA) when boundary conditions for CT helical buckling are reached.

Increase of the drilling depth is provided due

Основой технологии является использование забойного механизма подачи в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК) при достижении граничных условий перехода колонны в синусоидальный изгиб.

Приращение длины ствола обеспечивается за счет переноса к забою из опасного участка колтюбинговой колонны (характеризующегося наименьшим сопротивлением к потере продольной устойчивости) части осевой сжимающей нагрузки, эквивалентной нагрузке на долото.

Предлагается метод расчета предельной величины приращения длины ствола скважины (L) при использовании забойного механизма подачи (рисунок 1, II)

Расчет величины приращения для плоскостного профиля осуществляется по следующей формуле:

$$P = f [l \cdot q \cdot \sin \alpha + \sum (l_i \cdot q_i - \sin \alpha_i)] - l \cdot q \cdot \cos \alpha - \sum (l_i \cdot q_i \cdot \cos \alpha_i),$$

где P – величина осевой нагрузки на долото, кН;
f – коэффициент трения колтюбинга и КНБК о стенки скважины;

α – зенитный угол скважины в интервале нахождения КНБК, град.;

l – длина КНБК, м;

l_i – длина i-й секции колтюбинга, м;

q – вес 1 метра КНБК, кН;

q_i – вес 1 метра колтюбинга, кН;

Q – вес КНБК, кН;

α_i – зенитный угол скважины в интервале нахождения i-й секции колтюбинга, кН;

Q_i – вес i-й секции колтюбинга, кН;

m – порядковый номер рассчитываемой секции колтюбинга.

Итоговое увеличение длины ствола скважины равно сумме длин КНБК и секций колтюбинговой колонны, рассчитанных для участков с различными углами наклона.

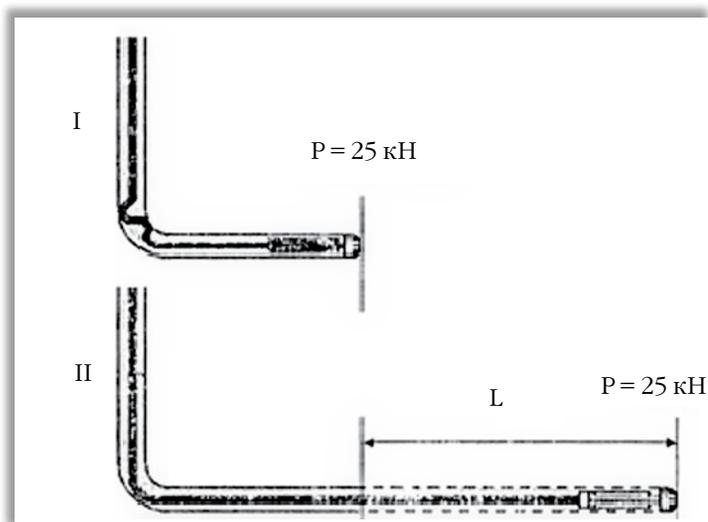
К основным нагрузкам, действующим на резьбовые соединения в искривленных скважинах, относятся растяжение от предварительной затяжки резьбы и изгибающие нагрузки. На величину предельных напряжений, возникаемых в ее соединении также оказывает качество обработки и упрочнение поверхностных слоев металла, размер резьбы и концентрация напряжений в ее выточках.

При изгибе элемента колтюбинговой КНБК часть площади сечения резьбового соединения, находящаяся в зоне растяжения, не должна учитываться при определении осевого момента сопротивления (рисунок 2, поз. А).

Вследствие этого форма расчетного соединения на изгиб будет представлять собой часть кольца с наружным диаметром, равным

to the transfer of axial compression load part, which is equivalent to weight on bit, from the dangerous section of CT string (specified by the lowest resistance to buckling stability loss) to the bottomhole.

We suggest the method of calculation of borehole



I – традиционная технология создания нагрузки на долото;
II – технология создания нагрузки на долото с использованием забойного механизма подачи;

Рисунок 1 – Создание нагрузки на долото

I – conventional technology of weight on bit generation;
II – technology of weight on bit generation with bottomhole driving mechanism utilization;

Figure 1 – Weight on bit generation

length (L) increase limit when the bottomhole driving mechanism is used (Figure 1, II).

Calculation of borehole length increase in the case of horizontal profile is performed using the following equation:

$$P = f [l \cdot q \cdot \sin \alpha + \sum (l_i \cdot q_i - \sin \alpha_i)] - l \cdot q \cdot \cos \alpha - \sum (l_i \cdot q_i \cdot \cos \alpha_i),$$

where P – the value of axial weight on drill bit, кН;

f – coefficient of friction between CT, BHA and borehole walls;

α – borehole inclination angle within the interval of BHA location, deg.;

l – BHA length, m;

l_i – length of i-th CT section, m;

q – weight of 1 meter of BHA, кН;

q_i – weight of 1 meter of CT, кН;

Q – BHA weight, кН;

α_i – borehole inclination angle within the interval of i-th CT section location, deg.;

Q_i – weight of i-th CT section, кН;

m – sequence number of calculated CT section.

The total borehole length increase is equal to the sum of BHA and CT sections' lengths, which

диаметру нипеля по впадине последней нитки резьбы, и внутренним, равным внутреннему диаметру элемента КНБК, а также часть кольца оконтуренного наружным и внутренним диаметром элемента КНБН.

Для определения геометрических характеристик этого сечения представим его в виде двух сегментов с радиусами r_1 и r_2 , с вырезанным кругом радиусом r_3 (рисунок 2, поз. В)

Положение центральной оси (значение y_0), разделяющей зоны растяжения и сжатия, численно определяется из условия статического равновесия площадей сегментов сечения, сопротивляющихся растягивающим и сжимающим нагрузкам:

$$S_{x_0} = S_{x_0}^{(1)} + S_{x_0}^{(2)} + S_{x_0}^{(3)} = 0.$$

Определив из данного уравнения значение y_0 , находим осевой момент инерции I_x всего расчетного сечения:

$$I_{x_0} = I_{x_0}^{(1)} + I_{x_0}^{(2)} + I_{x_0}^{(3)}.$$

Осевой момент сопротивления сечения равен:

$$W_{x_0} = I_{x_0} / y_{max},$$

$$\text{где } y_{max} = r_1 + y_0.$$

Величина осевого момента сопротивления, рассчитанная предлагаемым методом, существенно выше значения этого параметра, определенного для сечения нипеля, проведенного по впадине последней нитки резьбы, что позволяет рассчитывать на успешную работу резьбовых соединений КНБК в более жестких условиях эксплуатации.

Серьезной проблемой колтюбингового бурения является проводка горизонтальных скважин с большим горизонтальным смещением забоя относительно устья, когда усилия инжектора колтюбинговой установки недостаточно для создания технологически требуемой величины осевой нагрузки на буровой инструмент.

В настоящее время известно несколько устройств для создания осевой нагрузки на долото. Устройство в виде гидронагружателя предлагают Башкирский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (патент №2006563), НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ (серийный выпуск типоразмерного ряда), Тюменский государственный нефтяной университет (патент №2124617). СЗАО «Новинка» Группы ФИД и компания ВР предлагают нагрузку на долото создавать с помощью скважинного трактора.

Сотрудниками кафедры «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГТУ (НПИ) разработан способ создания осевой нагрузки на забой горизонтальной скважины и устройство для его осуществления. Сущность способа заключается в том, что осевую нагрузку в нужный момент создают один или несколько последовательно

are calculated for the intervals with different inclination angles.

Among the main loads on screw joints in deviated wells are preliminary tightening tension and buckling loads. The value of load limits also depends on the quality of treatment and hardening of metal surface, on the thread dimension and stress concentration in its grooves.

When the element of BHA buckles, the part of screw joint section area, which is situated in the tension zone, should not be taken into account during the process of section modulus determination (Figure 2, Pos. A).

Therefore, the geometry of calculated bending joint will be represented as the part of the ring with outer diameter equal to pin diameter of the last cavity of screw thread and with inner diameter equal to inner diameter of BHA unit. The geometry will also include the part of the ring outlined by outer and inner diameters of BHA unit.

To determine geometrical characteristics of this

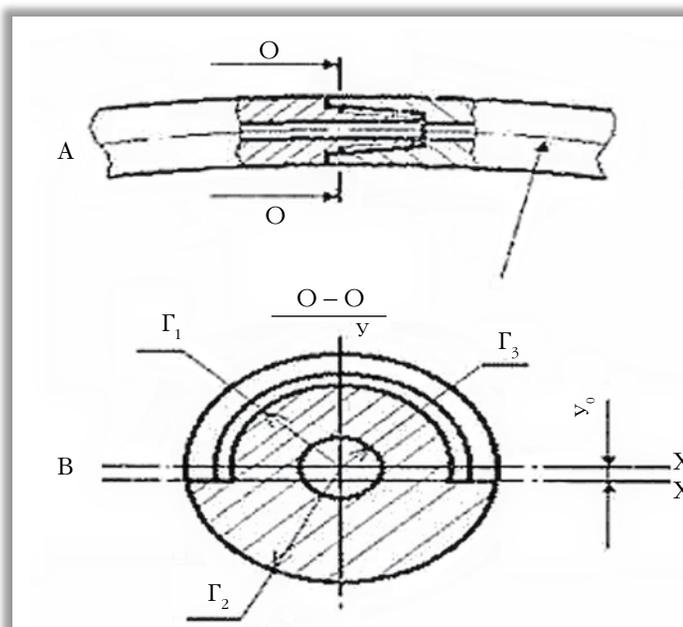


Рисунок 2 – Сечение резьбового соединения
Figure 2 – Screw joint section area

section area we should represent it as two segments with radii r_1 and r_2 , which have a cutout in the form of a circle with radius r_3 (Figure 2, Pos. B).

Position of the central axis (value y_0), which separates tension and compression zones, is numerically calculated on the basis of static equilibrium condition for section areas of segments that resist compression and tension loads:

$$S_{x_0} = S_{x_0}^{(1)} + S_{x_0}^{(2)} + S_{x_0}^{(3)} = 0.$$

Using this equation we can calculate the value y_0 and determine axial moment of inertia I_x of the whole calculated section area:

расположенных блоков, состоящих из пускового и силового гидроцилиндров. Принцип работы устройства заключается в следующем: имеется силовой гидроцилиндр, в котором расположен поршень, соединенный с бурильными трубами посредством квадратной (шлицевой) трубы. В штоках силового и пускового гидроцилиндров имеются каналы для прохода промывочной жидкости. Силовой гидроцилиндр, соединенный с пусковым гидроцилиндром соединительной муфтой, образуют блок. Пусковой гидроцилиндр, в котором расположен поршень, удерживаемый от произвольного перемещения пружиной, своим штоком, имеющим канал для прохода промывочной жидкости, стыкуется в золотнике со штоком силового гидроцилиндра. При давлении промывочной жидкости, недостаточном для начала работы забойного двигателя, буровой инструмент не вращается и осевая нагрузка на него не передается, а происходит промывка забоя скважины. При увеличении давления промывочной жидкости забойный двигатель начинает вращать буровой инструмент. В пусковом гидроцилиндре поршень сжимает пружину, и его шток выталкивает из золотника шток силового гидроцилиндра, так что промывочная жидкость через калиброванное отверстие проходит в поршневую полость силового гидроцилиндра. Силовой гидроцилиндр создает осевую нагрузку и совершает осевое перемещение на длину хода.

На рисунке 3 показан профиль скважины с горизонтальным участком СД в продуктивном пласте.

При бурении ствола скважины с большим горизонтальным смещением забоя относительно устья, имеющей вертикальную часть ствола ОА глубиной H_1 , наклонную АВ глубиной H_2 и углом набора радиуса кривизны α , криволинейную ВС с радиусом искривления R и горизонтальную СД, входящую в пласт мощностью m на глубине H , возникает ситуация, когда вертикальная составляющая собственного веса колонны бурильных труб или усилие инжектора колтюбинговой установки недостаточны для создания технологически требуемой величины осевой нагрузки на буровой инструмент.

Увеличение осевой нагрузки на забой производится за счет сил упругости сжатия бурильной колонны, удерживаемой трением о стенки ствола скважины, для чего над долотом и забойным двигателем устанавливается устройство, создающее в нужное время осевую нагрузку заданной величины.

Устройство включает один или несколько последовательно соединенных блоков, состоящих из пускового и силового гидроцилиндров. ►

$$I_{x_0} = I_{x_0}^{(1)} + I_{x_0}^{(2)} + I_{x_0}^{(3)}$$

Section modulus is equal to:

$$W_{x_0} = I_{x_0} / y_{\max}$$

$$\text{where } y_{\max} = r_1 + y_0$$

The value of section modulus, which is calculated with the help of the proposed method, is essentially higher than the value of this parameter obtained on the basis of pin section area. This allows us to expect a successful operation of BHA screw joints under severe operating conditions.

A serious problem of CTD is connected with horizontal drilling of wells with high value of horizontal displacement. In this case the injector pulling capacity of CT unit is not enough to generate the required weight on drill bit.

At present time there are several devices for generation of weight on drill bit. Bashkir State Institute for Oil Refining and Petrochemical Industry Plants Designing (patent №2006563), NPO Burovaya Technika – VNIIBT (standard series commercial output) and Tyumen State Oil and Gas University (patent №2124617) offer the device on the basis of hydro loader. CJSC Novinka of FID Group and BP company propose to generate weight on drill bit with the help of downhole tractor.

Staff members of Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics Department of SRSTU (NPI) have developed a method for generation of axial load on horizontal well bottomhole and a corresponding device for its realization. The essence of the method lies in generation of axial load by a single assembly or a set of tandem assemblies, which consist of hydraulic kicker and hydraulic power cylinders. The principle of device operation consists in the following: a power cylinder, which has a piston inside, is connected with drill pipes by means of square joint (splined tube assembly). Hydraulic kicker and hydraulic power cylinders rods have channels for circulation fluid. Hydraulic power cylinder is connected with hydraulic kicker cylinder by means of coupling joint. Together they form an assembly. Hydraulic kicker cylinder has a piston, arbitrary motion of which is prevented by a spring. The rod of this cylinder, which has a channel for circulation fluid, is connected with the rod of hydraulic power cylinder by means of a valve. When the pressure of circulation fluid is not enough to start the operation of downhole drilling motor (DDM), drilling tools do not rotate and there is no axial load. Circulation fluid just performs flushing of bottomhole. With pressure of circulation fluid increases DDM starts to rotate drilling tools. The piston of hydraulic kicker cylinder compresses a spring and its rod pushes the rod of hydraulic power cylinder out of the valve so that circulation fluid travels into hydraulic power cylinder bottom (head end) through a calibrated ►

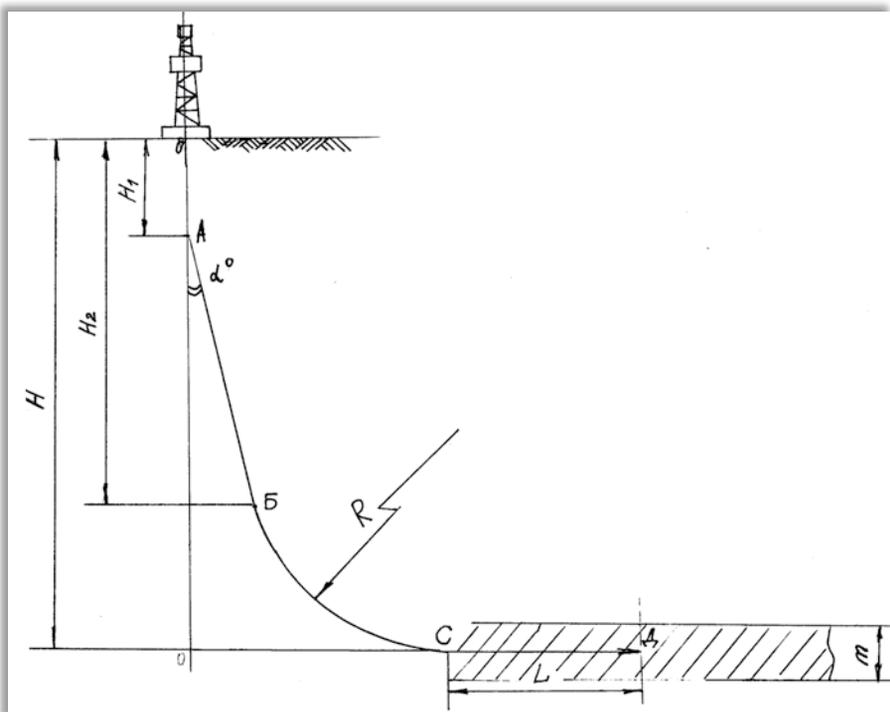


Рисунок 3 – Профиль скважины с горизонтальным участком СД в продуктивном пласте
Figure 3 – Well profile with horizontal section CD in a productive formation

Периодическая подача бурового инструмента осуществляется циклами, которые имеют длину $L_{ц}$, равную сумме длин хода каждого силового гидроцилиндра:

$$L_{ц} = \sum_1^n l_x$$

где n – количество последовательно соединенных блоков, состоящих из пускового и силового гидроцилиндров;

l_x – перемещение штока одного силового гидроцилиндра.

Осевая нагрузка на забой создается, когда забойный двигатель после промывки призабойной зоны пласта (ПЗП) обеспечит буровому инструменту необходимые обороты.

При бурении ствола скважины с большим горизонтальным смещением забоя относительно устья возникает ситуация, когда усилия инжектора колтюбинговой установки недостаточно для создания технологически требуемой величины осевой нагрузки на буровой инструмент.

Устройство для создания необходимой осевой нагрузки (рисунок 4), расположенное в наддолотной части бурильной колонны, состоит из корпуса пускового гидроцилиндра 1, соединенного муфтой 2 с корпусом силового гидроцилиндра 3. Пусковой гидроцилиндр 1 включает поршень 4 на полой штоке 5 и пружину 6. В корпусе силового гидроцилиндра 3

орifice. Hydraulic power cylinder generates axial load and performs axial movement by the length of stroke.

Well profile with horizontal section CD in a productive formation is represented on Figure 3.

During drilling of a well with high value of horizontal displacement, which has vertical section OA of depth H_1 , build up section AB of depth H_2 and drift angle α , curved section BC with curve radius R and horizontal section CD that drills in formation of thickness m at depth H, there is a situation when vertical component of drill string dead weight or injector pulling capacity of CT unit is not enough to generate the required value of axial weight on drill bit.

Increasing of axial load on bottomhole is performed at the expense of elastic energy of drill string, which is held by the friction between drill string and borehole

walls. To achieve this effect a special device above DDM and drill bit is mounted. When necessary it generates axial load of desired magnitude.

The device includes a single assembly or a set of tandem assemblies consisting of hydraulic kicker and hydraulic power cylinders. Intermittent feed of drilling tools is performed in cycles, which have length $L_{ц}$ equal to the sum of stroke lengths of each hydraulic power cylinder:

$$L_{ц} = \sum_1^n l_x$$

where n is the quantity of tandem assemblies consisting of hydraulic kicker and hydraulic power cylinders;

l_x is a displacement of one hydraulic power cylinder rod.

After flushing of bottomhole formation zone (BFZ) axial load on bottomhole is generated when DDM provides drilling tools with the necessary rotation speed.

During drilling of well with high value of horizontal displacement there is a situation when the injector pulling capacity of CT unit is not enough to generate the required weight on drill bit.

Device for generation of the required axial load (Figure 4), which is situated in the near-bit part of drill string, consists of hydraulic kicker cylinder body 1, connected with hydraulic power cylinder body 3 by means of coupling joint 2. Hydraulic

закреплен золотник 7, в котором состыкованы полые штоки 5 и 8 соответственно силового 3 и пускового 1 гидроцилиндров. В штоке 8 имеется радиальный канал 9, соединяющий поршневую полость силового гидроцилиндра 3 с затрубной промывочной жидкостью.

Штоковые полости силового гидроцилиндра 3 и пускового гидроцилиндра 1 через радиальные каналы 10 (или обратные клапаны) также соединяются с затрубной промывочной жидкостью. Шток 8 нижним концом соединен с квадратной (шлицевой) трубой 11, защищенной при выдвигении от контакта с затрубной промывочной жидкостью кожухом 12. Нижняя часть квадратной трубы 11 заканчивается либо корпусом пускового гидроцилиндра 1, к которому присоединяется следующий силовой гидроцилиндр, либо резьбой для соединения с забойным двигателем 13.

Предлагаемый способ создания осевой нагрузки на забой горизонтальной скважины реализуется следующим образом. В расчетном месте колонны выше долота 15 и забойного двигателя 13 устанавливается блок из пускового 1 и силового 3 гидроцилиндров, полые штоки 5 и 8 которых соединены золотником (или несколько последовательно расположенных блоков). Перед началом бурения при постепенном возрастании внутритрубного давления происходит промывка ПЗП. При дальнейшем росте давления, когда

kicker cylinder 1 consists of piston 4 on a hollow rod 5 and spring 6. Inside hydraulic power cylinder 3 valve 7 is anchored. Hollow rods 5 and 8 of hydraulic power cylinder 3 and hydraulic kicker cylinder 1 correspondingly are connected inside valve 7. Hollow rod 8 has a radial channel 9, which connects the bottom of hydraulic power cylinder 3 with annular circulation fluid. Rod ends of hydraulic power cylinder 3 and hydraulic kicker cylinder 1 are also connected with annular circulation fluid through radial channels 10 (or back pressure valves). Bottom end of hollow rod 8 is connected with square joint (splined tube assembly) 11, which is protected from interference with annular circulation fluid by means of shell 12. Lower section of square joint 11 ends with hydraulic kicker cylinder body 1, which, in its turn, is connected with the next hydraulic power cylinder, or with a thread used for connection with DDM 13.

The suggested method of axial load generation on the bottomhole of horizontal well is carried out in the following way. In the precalculated part of drill string, which is situated above drill bit 15 and DDM 13, we install and assembly consisting of hydraulic kicker 1 and hydraulic power 3 cylinders. Hollow rods 5 and 8 of these cylinders are connected by a valve (or by a set of tandem assemblies). Prior to the process of drilling in-tube pressure gradually increases and flushing of BFZ

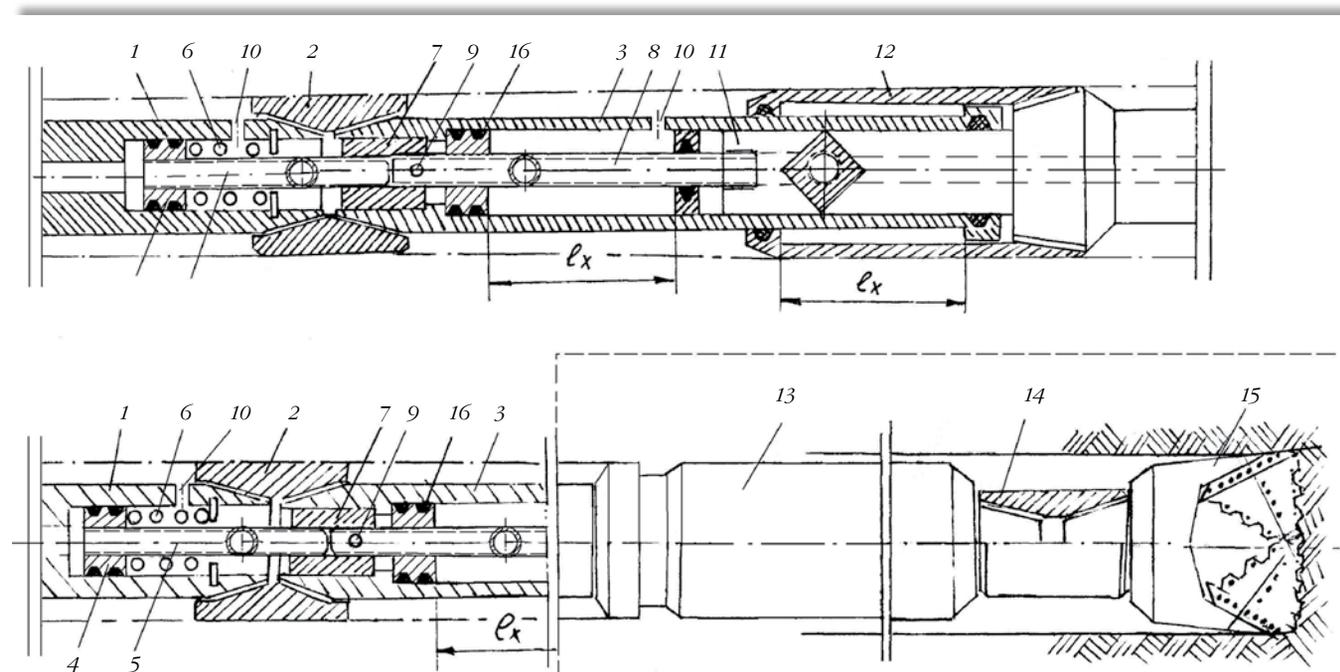


Рисунок 4 – Устройство для создания необходимой осевой нагрузки при горизонтальном бурении
Figure 4 – Device for generation of the required axial load during horizontal drilling

перепад давления на забойном двигателе 13 станет достаточным для начала его работы, начинается проработка долота 15 без осевой нагрузки. В дальнейшем, когда внутритрубное давление достигает расчетного значения и забойный двигатель 13 наберет номинальное число оборотов и достаточный для бурения крутящий момент, пусковой гидроцилиндр 1 сожмет пружину 6 и вытолкнет из золотника 7 шток 8 силового гидроцилиндра 3. Гидравлическая сила, создаваемая в силовом гидроцилиндре 3 за счет перепада давления в трубах и затрубном пространстве и, соответственно, за счет перепада давления в поршневой и штоковой полостях, обеспечит нагружение бурового инструмента осевой нагрузкой по мере перемещения поршня 16 на величину хода l_x . Продолжительность цикла непрерывной работы бурового инструмента $L_{\text{ц}}$ определяется количеством n последовательно соединенных силовых гидроцилиндров 3. Когда при полном выдвигании силовых гидроцилиндров 3 процесс разрушения забоя прекратится, и вес колонны по наземному гидравлическому индикатору веса (ГИВ) уменьшится на величину, большую суммы сил трения колонны о стенки скважины, производится выключение буровых насосов (как вариант – сброс давления) и колонна тормозом лебедки (или инжектором колтюбинга) подается на забой до величины, соответствующей первоначальным показаниям ГИВ. Возникающий при этом импульс осевой нагрузки перемещается по направлению к забою и из-за превышения суммы сил трения о стенки скважины вынуждает поршень 16 и квадратную трубу 11 вдвигаться в корпус силового гидроцилиндра 3 (рисунок 5), занимая исходное положение. Цикл можно повторять.

Таким образом, реализация предлагаемого способа дает возможность использовать для создания осевой нагрузки на долото упругую силу сжатия бурильной колонны и силы трения колонны о стенки скважины, что расширяет технологические возможности бурения горизонтальных стволов скважин по длине и, кроме того, позволяет увеличить скорость бурения за счет увеличения осевой нагрузки до ее предельно допустимых значений.

Приводим расчет необходимой нагрузки на долото 123,8 мм в горизонтальном участке:

$$P_{oc} = P \cdot S,$$

где S – рабочая площадь поршня рабочего гидродомкрата.

$$S = S_n \cdot S_{\text{ш}},$$

где S_n – площадь поршня силового гидроцилиндра:

$$S_n = n \cdot r_n^2,$$

takes place. With further increase of pressure, when pressure differential in DDM 13 is enough to put it into operation, drill bit 15 starts to rotate with no axial load applied. Hereinafter, when in-tube pressure reaches its designed value and DDM 13 gains rated speed and sufficient for drilling torque, hydraulic kicker cylinder 1 compresses spring 6 and pushes hollow rod 8 of hydraulic power cylinder 3 out of valve 7. Hydraulic power that is generated in hydraulic power cylinder 3 at the expense of pressure differential between tubes and annulus and, correspondingly, between bottom and rod ends of the cylinder, provides drilling tools with axial load in proportion to piston 16 displacement by the length l_x . The cycle duration of continuous operation of drilling tools $L_{\text{ц}}$ is determined by the quantity n of tandem hydraulic power cylinders 3. When hydraulic power cylinders 3 reach full extension state the process of drilling is stopped, drill string weight, which is measured with the help of surface-mounted hydraulic weight indicator (HWI), decreases by the value that is more than the sum of friction forces acting between drill string and borehole walls, shutdown of mud pumps is performed (alternative variant is to throw off pressure) and drill string is pushed towards bottomhole with the help of winch brake or CT injector. The weight of drill string is increased to the value of initial HWI indications. Axial load impulse, which arises from the above-mentioned processes, goes towards bottomhole because of the fact that its magnitude goes beyond the magnitude of friction forces between drill string and borehole walls. It makes piston 16 and square joint 11 telescope into hydraulic power cylinder body 3 (Figure 5) returning to their original positions. This cycle can be restarted.

Realization of the suggested method gives the possibility to use elastic energy of drill string and friction forces between it and borehole walls in order to generate weight on drill bit. This expands technological possibilities (length) of horizontal drilling, as well as allows increasing penetration rate at the expense of axial load increase up to its limiting value.

Let us calculate the required weight on drill bit of 4.87-in. diameter in horizontal section:

$$P_{oc} = P \cdot S,$$

where S – effective area of hydraulic jack piston.

$$S = S_n \cdot S_{\text{ш}},$$

where S_n – piston area of hydraulic power cylinder:

$$S_n = n \cdot r_n^2,$$

here r_n – piston radius;

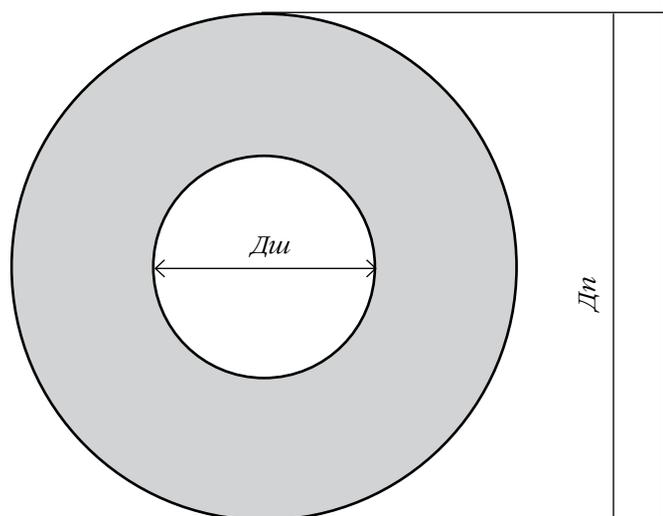


Рисунок 5 – Сечение силового гидроцилиндра
Figure 5 – Hydraulic power cylinder section

здесь r_n – радиус поршня;
 S_u – площадь штока силового гидроцилиндра:
 $S_u = n \cdot r_u^2$,

здесь r_u – радиус штока;
 $P = 250 - 101 = 149$ атм. – рабочее давление.
Диаметр поршня – 90 мм.
Диаметр штока – 50 мм.

$S_n = 63,5$;
 $S_u = 18,7$;
 $S = 45 \text{ см}^2$;
 $P_{oc} = 149 \cdot 45 = 6,7 \text{ Т}$.

Таким образом, устройство создает осевую нагрузку на забой 6,7 т при диаметре долота 123,9 мм с учетом допустимых нагрузок на долото 9 т.

Оценивая в целом ситуацию по созданию осевой нагрузки при колтюбинговом бурении, необходимо отметить следующее:

1. Проблема создания осевой нагрузки при колтюбинговом бурении является одной из самых острых.
2. До настоящего времени серийно не выпускается устройство, способное создавать достаточную осевую нагрузку на забой скважины в зависимости от категории горных пород по буримости.
3. По нашему мнению, устройство для создания осевой нагрузки с помощью гидронагрузателя является эффективным
4. Доработка и усовершенствование конструкции устройства для создания осевой нагрузки с помощью гидронагрузателя позволит значительно увеличить интервал бурения горизонтальной части ствола скважины. ☉

S_u – rod area of hydraulic power cylinder:

$S_u = n \cdot r_u^2$,
here r_u – rod radius;

$P = 250 - 101 = 149 \text{ atm.} = 2190 \text{ psi.}$ – operating pressure.

Piston diameter – 3.54-in.

Rod diameter – 1.97-in.

$S_n = 9.84\text{-in}^2$;

$S_u = 2.90\text{-in}^2$;

$S = 6.97\text{-in}^2$;

$P_{oc} = 2190 \cdot 6.97 = 15,270 \text{ lbs.}$

So the device generates axial load on bottomhole equal to 15,270 lbs for drill bit diameter equal to 4.87-in. The limiting value of weight on drill bit is 19,850 lbs.

When considering the process of weight on drill bit generation during CTD it is necessary to mention the following:

1. The problem of weight on drill bit generation during CTD is one of the most serious.
2. Up to date there is no serial device, which is capable of generating sufficient axial load on bottomhole depending on the category of rock drillability.
3. In our opinion, the device for weight on drill bit generation with the help of hydro loader is effective.
4. Updating and design improvement of the device for weight on drill bit generation on the basis of hydro loader offers the possibility of substantial increasing the drilling interval of borehole horizontal section. ☉

ЦЕНТР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ BAKER HUGHES, INC.

BAKER HUGHES, INC. CENTER FOR TECHNOLOGY INNOVATION

«Нашему Центру технологических инноваций (ЦТИ) в этом году исполняется два года», – сообщила Мария М. О’Коннелл, руководитель проекта FracPoint™ Generation II Baker Hughes во время экскурсии по этому уникальному объекту в конце марта нынешнего года. Торжественное открытие центра состоялось в 2008 году.

ЦТИ, расположенный в северо-западной части Хьюстона, – это современный научно-исследовательский комплекс, занимающий площадь в 20 000 м² и созданный для разработки технологий нефтегазодобычи и заканчивания скважин. Здесь сотрудники Baker Hughes проводят исследования, конструируют и тестируют новый инструмент, позволяющий увеличить эффективность добычи углеводородов. В их распоряжении лабораторные камеры для создания высоких давлений и температур, мощности для изучения свойств разнообразных сплавов, специализированные лаборатории для исследования полимеров, жидкостей, композитных материалов и электроники, оборудование для создания опытных образцов и визуализации.

Учитывая масштабность проекта, открытие центра проходило в два этапа. Сначала заработали основные исследовательские лаборатории, комплексы для испытаний и создания опытных образцов, а позже были введены в эксплуатацию офисные здания и дополнительные лабораторные помещения.

ЦТИ создан для обеспечения ученых, прикладных инженеров и лаборантов Baker Hughes всем необходимым для достижения технологических прорывов в четырех основных направлениях: глубоководные работы, бурение и добыча в условиях сверхвысоких показателей давления и температуры, увеличение нефтегазоотдачи и заканчивание скважин большого диаметра.

Разработка каждого инструмента в ЦТИ является результатом последовательного прохождения нескольких этапов в соответствии с утвержденной в компании методологией. Начинается все с идеи, которая после реализации либо решает возникшую проблему, либо значительно приближает положительный результат. Затем создается полимерная модель с условной цветовой маркировкой, в которой можно проследить движение каждой части будущего инструмента и понять, как составные части взаимодействуют друг с другом.



В Центре технологических инноваций Baker Hughes можно проводить испытания полноразмерных опытных образцов оборудования для заканчивания скважин и нефтегазодобычи следующего поколения при давлении до 275,8 МПа и температуре до 371 °С. (Фотография любезно предоставлена Baker Hughes)

The Baker Hughes CTI is capable of testing full-size, next-generation prototypes of completion and production equipment in a test environment with pressures of up to 40,000 psi and temperatures of up to 700F. (Photo courtesy of Baker Hughes)

Baker Hughes celebrated its second-year anniversary of the construction of its Center for Technology Innovation (CTI), said Maria M. O’Connell, FracPoint™ Generation II project manager for Baker Hughes, during a tour of the premises in late March. The grand opening of the center took place in 2008.

The CTI, located in northwest Houston, Texas, is a 209,000-sq-ft state-of-the-art research and engineering facility for oil and gas completion and production technologies, where Baker Hughes’ employees research, test and design new tools leading to production optimization. The facility includes high-pressure/high-temperature test cells, research laboratories for metallurgy, elastomers, fluids, electronics and composites; visualization centers and prototype manufacturing capabilities.

Due to the magnitude of the undertaking, the project was divided into phases, with phase I primarily consisting of the research, test and prototype manufacturing areas. Phase II mainly comprised the creation of office space and additional research facilities.

The CTI is designed to enable Baker Hughes scientists, application engineers and laboratory technicians to achieve breakthroughs in technologies focused

«Это очень важная часть инженерного процесса, поскольку она позволяет определить, достигнута ли предполагаемая функциональность, – объясняет О'Коннелл в лаборатории создания экспресс-образцов. – В нашем центре активно используется оборудование для создания полимерных и гипсовых моделей для визуализации и функционального анализа. Эти модели позволяют оптимизировать процесс конструирования и производства инструмента, быстрее наладить серийный выпуск».

В лаборатории по созданию опытных образцов применяются новейшие технологии станочной обработки, в частности, технологии многоосевой и электроимпульсной обработки. Любой электропроводящий металл может быть создан с помощью электроэрозионного вырезного станка, позволяющего изготавливать детали с высоким допуском или те, для которых не подходят традиционные способы производства.

Специалисты в области металлургии, сварки и коррозии изучают состав металлов, поверхностную обработку, качество сварных швов и другие характеристики, позволяющие продлить срок службы инструмента нового поколения. Химики разрабатывают устойчивые к высоким температурам композитные материалы повышенной прочности, которые все чаще находят применение в отрасли. Специалистами Baker Hughes создано много уникальных соединений на основе каучука. Кроме того, проводятся обширные исследования по разработке новых усовершенствованных материалов для использования в будущем.

При изучении жидкостей проводятся исследования в областях реологии, интенсификации притока, ингибирования коррозии, нарушения проницаемости продуктивного пласта и борьбы с выносом песка с применением таких средств, как элементный анализ индуктивно связанной плазмы, рентгенофлуоресцентный элементный анализ, рентгеноструктурный анализ и анализ размера частиц методом лазерной дифракции. Один из приборов, доступный исследователям для развития нанотехнологий, – растровый электронный микроскоп, точность разрешения которого менее 3 нанометров. Инженеры-электронщики центра проводят внутрискважинные исследования, разрабатывают механизмы запуска инструмента и системы дистанционного регулирования потока, уделяя особое внимание оптоволоконным и альтернативным сенсорным технологиям.

«Мы можем определить качество любых образцов в ЦТИ. Иногда мы исследуем образцы наших заказчиков для определения причин сбоя в работе инструмента или проводим микроскопический анализ материала, подвергаем его воздействиям разных температур с использованием термокамер в лабораториях механических испытаний. Если возникает сбой, наши металлурги исследуют образец и устанавливают причину неполадки», – комментирует О'Коннелл.

На испытательной площадке Baker Hughes построены

on four application areas: deepwater, extreme high-pressure/high-temperature drilling and production, production optimization and large-diameter "big bore" completions.

The creation of every tool engineered at the CTI is the result of a series of steps complying with the company's methodology. It begins with an idea that, once in practice, will either solve a current issue or will significantly improve the situation created by that issue. Next is the design phase in which the tool is created in color-coded resins so that the movement of each part can be visually monitored, providing information on part relationships.

"This is a very important stage of the engineering process as one needs to determine if the concept functionality is correct," O'Connell said at the CTI's rapid prototype shop. "CTI makes extensive use of rapid prototype equipment to develop resin and gypsum models for visualization and functional analysis. These models optimize design, manufacturing, and accelerate time to market."

The CTI prototype machine shop uses the latest machining technology and practices, including multi-axis capability and electric discharge machining (wire EDM) cutting technology for highly specialized prototyping needs. Any electrically conductive metal can be machined using the wire EDM machine, as it can handle parts requiring very high tolerance or that cannot be manufactured with traditional tooling.

Metallurgy, welding and corrosion scientists investigate the limits of metals, surface treatments, welds and other metal characteristics to extend the performance of the next-generation tools; while chemists develop high-temperature/high-strength resistant composite materials for a growing number of applications. Baker Hughes formulates many of the rubber compounds it uses. Additionally, extensive research goes into developing new and advanced materials for use in future designs.

When studying fluids, scientists conduct research in the areas of rheology, stimulation, corrosion inhibition, formation damage and sand control, using tools and devices such as inductively coupled plasma (ICP) elemental analysis, X-ray fluorescence elemental analysis, X-ray diffraction compound analysis and laser-diffraction particle-size analysis. A scanning electron microscope with sub-3 nanometer resolution is one of the tools available to researchers for development of nanotechnology. The center's electronic engineers conduct research and development in downhole monitoring, actuation and remote flow control, with particular emphasis on fiber-optic and alternative sensing technologies.

"At CTI we can evaluate all kinds of samples. We might have a customer's sample to evaluate failures or to investigate properties of a material through microscopic examination or at different temperatures, using ovens around our mechanical testing and simulation machines. If failure occurs, we can give the sample to our metallurgy group to determine how it

четыре вертикальные динамичные подземные лабораторные камеры, рассчитанные на давление до 275,8 МПа и температуру до 371 °С. Они используются для подготовки инструмента и систем к работе в экстремальных условиях. Основная составная часть данной лабораторной камеры – 23-метровый корпус, в котором можно осуществлять спуско-подъемные операции 12-метровых обсадных колонн большого внешнего диаметра.

В центре также есть две 20-метровые лабораторные камеры, рассчитанные на 103,4 МПа и 288 °С, и две 6-метровые камеры для 206,8 МПа и 288 °С. Они созданы для длительного статического тестирования в условиях высоких показателей давления и температуры и для испытания инструмента на надежность.

В настоящее время специалисты ЦТИ работают более чем над 200 проектами. О'Коннелл сообщила, что на внесение небольшого изменения в технологию требуется несколько месяцев, в то время как на разработку совершенно нового инструмента может уйти несколько лет. К текущим проектам центра относятся создание неизвлекаемого пакера для работы в агрессивных средах, высокогидростатичный модуль для посадки пакера, технология визуализации обсадных колонн в режиме реального времени и проект интеграции оптоволоконных технологий и заканчивания скважины на месте контакта с пластом. Разнообразие проектов свидетельствует об исключительной гибкости Baker Hughes, позволяющей этой компании оставаться флагманом инноваций в отрасли.

В ЦТИ можно проводить испытания полноразмерных опытных образцов оборудования для заканчивания скважин и нефтегазодобычи следующего поколения при давлении до 275,8 МПа и температуре до 371 °С. Хотя существуют и другие научно-исследовательские центры, позволяющие тестировать отдельные компоненты при высоких показателях давления и температуры, ни один из них не позволяет тестировать полноразмерные комплексы оборудования в условиях имитации внутрискважинных условий с теми объемами газа, которые необходимы для подобных экстремальных показателей. Фактически построенные в ЦТИ мощности превосходят сегодняшние потребности отрасли и направлены на создание технологий будущего. ☉

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

Журнал «Время колтюбинга» выражает благодарность компании Baker Hughes и, в частности, Марии М. О'Коннелл за организацию эксклюзивной экскурсии корреспонденту «ВК» по Центру технологических инноваций Baker Hughes в Хьюстоне.



Пример опытного образца инструмента в лаборатории Центра технологических инноваций Baker Hughes.

(Фотография любезно предоставлена Baker Hughes)

Examples of rapid prototype models on display in the Baker Hughes CTI test lab.

(Photo courtesy of Baker Hughes)

really failed,” commented O’Connell.

The Baker Hughes test area has four high-bay, dynamic, in-ground test cells rated to 40,000 psi and 700F designed to qualify tools and systems for extreme operating environments. The test cells consist of 75-ft-tall towers intended for easy manipulation of 40-ft joints of large outside diameter casing in and out of the test cell.

The center also has two 40-ft-long cells rated to 15,000 psi and 550F, and two 20-ft-long cells rated to 30,000 psi and 550F designed for long-term static testing at high pressure/high temperature and for reliability testing.

At present, the CTI team is working on more than 200 projects. O’Connell stated that a project to design a slight modification in technology may be completed in a few months, while completion of a brand-new design may take a few years. Current projects include a hostile-environment permanent packer, high-hydrostatic packer setting module, real-time casing imaging technology and integration of fiber optics with sandface completions. O’Connell commented that no project the team works on is really final since as technology changes and industry needs change, so do Baker Hughes’ priorities. This facility enables the company to adapt, placing it on the cutting edge of innovation.

The CTI is capable of testing full-size, next-generation prototypes of completion and production equipment in a test environment with pressures of up to 40,000 psi and temperatures of up to 700F. Although there are other facilities that can test individual components at high ratings, none is capable of testing full-size systems that simulate downhole conditions with the volumes of gas required for such extreme high-pressure/high-temperature environments. Given the upward trend in extreme pressures and temperatures downhole, Baker Hughes has built a center that can exceed current needs. ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

CT Times thanks Baker Hughes and Maria M. O’Connell in particular for organizing an exclusive site visit to the Baker Hughes Center for Technology Innovation in northwest Houston.



6 - 9 октября

2010

Казахстан, Алматы

ufi
Approved
Event

18-я Казахстанская
Международная Выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



KIÖGE



Официальная
поддержка



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY - ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Министерство энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

oilgas@ite-exhibitions.com

Главная цель – повысить успешность

The Main Goal is to Ensure Success

О новых разработках в области пакерного оборудования и методике успешной работы в непростых современных условиях мы решили поговорить с одним из крупнейших экспертов в отрасли, заместителем директора по новой технике и технологиям ОАО НПФ «Пакер» М.Х.Аминовым.

Время колтубинга: Марат Хуснуллович, как известно, ОАО НПФ «Пакер» является одной из первых постперестроечных компаний по выпуску нефтегазового оборудования. Не могли бы Вы вкратце рассказать о том, как было организовано это предприятие?

Марат Аминов: Многие сейчас не помнят, что в нашей нефтяной промышленности практически до последних дней Советского Союза очень слабо использовалось пакерное оборудование. Исторически это в основном было обусловлено холодной войной. Впервые пакерное оборудование стало применяться в связи с широким использованием газлифтных комплексов при освоении Самотлорского и Фёдоровского месторождений. Практически все оно закупалось в США, однако в начале 1980-х годов Рейганом было наложено эмбарго на высокопроизводительное нефтяное оборудование. В связи с этим были предприняты попытки разработать достаточно хорошие универсальные пакеры в Азербайджане. Однако первые конструкции этих пакеров оказались не совсем удачными, что привело к тяжелым авариям на скважинах, из-за чего пакерная тема была практически закрыта. Однако с началом перестройки и особенно после распада СССР ряд компаний снова вернулся к этой тематике и начал производить пакерное оборудование. В том числе, собственно, и то предприятие, которое я представляю, – ОАО НПФ «Пакер», образованное в 1992 году.

ВК: С тех пор компания стала лидером на российском рынке пакерного оборудования.



We have decided to talk about the new developments in the sphere of packer equipment and methods of working under the current difficult conditions with Mr. Marat Aminov – one of the recognized industry experts, Deputy Director for New Equipment and Technology of Scientific and Production Company “Packer”.

Coiled Tubing Times: Mr. Aminov, Packer Company was one of the first companies to produce oil and gas equipment, established in post-soviet period. Could you briefly tell us about the establishment of the company?

Marat Aminov: People do not remember that in our country almost till the very moment of disintegration of the Soviet Union packer equipment was scarcely used in oil and gas industry. This was mainly due to the Cold War. For the first time packer equipment was used

За счет чего удалось добиться таких результатов, и насколько Ваша продукция конкурентоспособна по сравнению с западными аналогами?

М.А.: За время работы нам удалось достичь определенных успехов в области разработки и освоения пакерного оборудования. Наши пакеры обладают уникальнейшим свойством, которого нет у их зарубежных аналогов. Они работают с полным перекрытием кольцевого скважинного пространства, что позволяет им по заявленным свойствам действительно выполнять функции высокогерметичных и работать на большие перепады давления, т.е. до 100 МПа. Для многих других компаний этот параметр зачастую является декларативным, поскольку не может выдерживаться по ряду конструктивных и технологических особенностей. Другой вопрос, что заказчику не всегда нужно иметь дело с такими перепадами давления, и в таких случаях работает и стандартное оборудование.

Одним из основных направлений развития для нас на сегодня является расширение возможностей применения пакерно-якерного оборудования. Достигаем мы этого за счет применения дополнительного навесного оборудования, которое позволяет не только увеличивать и расширять область применения пакеров, но и решать принципиально новые задачи, поскольку с комплексом этого оборудования пакер может не только разделять среду над и под собой, внутри трубы и снаружи, но и открывать сообщение, разобщать, открывать еще раз, открывать выше, закрывать выше, открывать ниже, закрывать ниже. Таким образом, при одном спуске можно проводить несколько технологических операций, в том числе разнородных, например, связанных с набором давления и с прокачкой разного рода химических реагентов и освоением попутно с этим пласта с вымыванием продуктов реакции. Если все это производить за один спуск или за одну доставку оборудования в призабойную зону, то это дает выигрыш не только во времени, но и в стоимости работ. Сокращение времени проведения операций дает еще и следующие преимущества. Когда ПЗП находится под длительным воздействием чуждой агрессивной среды или даже той же воды или жидкости глушения, то она теряет свои свойства за счет насыщения водой и гидрофилизации. Капиллярные поры, насыщенные водой, являются естественным экраном и барьером для проникновения нефти из ПЗП в ствол скважины и последующей ее добычи. Для предотвращения подобных негативных эффектов мы и разрабатываем подобное оборудование и технологии.

ВК: Не могли бы Вы пояснить, каким образом организована работа на Вашем предприятии, в частности, каков механизм разработки нового оборудования и кто его инициирует?

in connection with a wide use of gas-lift complexes during development of Samotlorsky and Fyodorovsky oilfields. All the packer equipment was purchased from the United States, however, at the beginning of 1980s President Reagan imposed embargo on highly-productive oil equipment exports. Due to this reason there was an attempt to develop good multipurpose packers in Azerbaijan. However, first packers were not very good and this resulted in severe accidents at wells. The idea of packer production was suspended. But after the beginning of Perestroika and especially after the collapse of the USSR a number of companies started producing packer equipment again. Our company – Packer, established in 1992 – was among them.

СТТ: Since that time the company has become a leader on the Russian packer equipment market. How did your company manage to achieve such results and what are the competitive advantages of your products in comparison with western counterparts?

М.А.: Over the whole period of our work we managed to achieve certain success in the field of packer equipment development. Our packers have a unique feature, which foreign packers do not have. They operate with full shutdown of the annulus, which allows such packers performing the functions of really highly hermetically sealed ones and operating under considerable pressure differences up to 14 500 psi. Many other companies just declare this parameter but it cannot be performed due to structural and technological peculiarities. Another issue is that clients do not often deal with great pressure differences, and standard equipment will be enough for them.

At present one of the main areas of our company's development is to expand the possibility of packer anchor equipment application. We achieve this by using additional attachable equipment, which allows not only expanding the area of packer application but also fulfilling new tasks, because with additional equipment packer is able not only to divide the medium above and below itself, inside the tube and outside it. With additional equipment packers can open communication, separate, open once again, open higher, close higher, open lower, close lower. Thus, during one trip-in it is possible to perform several operations including not similar ones. For example operations related to pressuring, pumping different chemical agents, with development of this reservoir and washing out reaction products. If all the above mentioned operations are done at one trip-in or one running of the equipment to the bottom-hole area, it helps to economize time and money. Reduction of the time of operations also has other advantages. When the bottom-hole area is exposed to alien aggressive medium for a long period of time, even if it is exposed

М.А.: Окончательной схемы, наверно, никогда не будет, потому что мы развиваемся и пытаемся постоянно совершенствовать ее на основании собственного и заимствованного опыта. На сегодняшний день мы попытались структуру выстроить таким образом. У нас существует несколько подразделений. Это служба сбыта, служба маркетинга, служба развития новых технологий, сервисная служба и основное производство, которое принимает заказы от всех этих служб, за исключением службы маркетинга, и реализует их в изделие, которое потом мы должны поставить нашему потребителю. Служба маркетинга в основном занимается популяризацией и рекламой нашей продукции. Попутно она также проводит исследования рынка. Их несколько видов – личные контакты и метод опроса. У нас достаточно хорошо налажена система анкетирования. Мы стараемся производить не то оборудование, которое считаем хорошим, а то, которое нужно нашему потребителю. Иной раз это не одно и то же. В некоторой степени исследованием рынка занимается и служба сбыта. Она принимает заказы на оборудование того или иного вида от наших потребителей и в процессе оформления этих заказов пытается опросить заказчиков таким образом, чтобы хотя бы в первом приближении понять, что же они вообще хотят. Не просто набор, некий перечень оборудования предложить, а спросить, для чего вы это хотите, зачем вам это нужно. В случае необходимости мы даем сервисную группу, которая внедряет это оборудование и технологию. Конечно, есть уже отработанные технологии, когда мы уже обсуждали и внедряли данное оборудование у заказчика, в этом случае его просто заказывают и тиражируют. Если же проблема выходит за рамки общепринятой или сложившейся практики, тогда этот вопрос переходит в мою группу, в группу новых технологий. Мы обсуждаем задачу с заказчиком, прорисовываем возможные схемы, варианты компоновок, последствия и, согласовав с ним уже несколько раз или даже получив некое ТЗ, мы или дорабатываем наше оборудование, или подбираем из существующего именно под те задачи, которые необходимо решить. Это тоже достаточно новое направление, и при всей кажущейся простоте оно не только перспективно, но и выводит нас на новый уровень.

ВК: Таким образом, Вы в значительной степени выполняете функции сервисной компании, поскольку Вам ставят задачу, а Вы определяете и способы решения, и технические средства.

М.А.: Действительно, в последние годы мы ориентируемся не только на то, чтобы производить оборудование. Многие наши заказчики не имеют своих сервисных предприятий и заказывают услуги у

to the same water or killing fluid, it loses its properties due to water saturation and hydrophilization. Capillary pores saturated with water serve as a natural screen preventing the inflow of oil from the bottom-hole area to the well bore and thus preventing its further production. In order to avoid such negative effects we develop such equipment and technologies.

CTI: Could you please tell us how the work at you company is organized, particularly, what is the procedure of new equipment development, and who initiates such development?

М.А.: I think we will never have final and established procedure because our company is progressing and we are constantly updating the procedure based on our experience and experience of our colleagues. As of today we have the following structure. Our company has several departments – Sales Department, Marketing Department, Department for Development of New Technologies, Service Department and Production Department. Production Department receives orders from all the above mentioned departments except for Marketing Department, and manufactures a product, which is subsequently supplied to our clients. Marketing Department is mainly engaged in promotion and advertisement of our products. This department also conducts market research. There are different types of market research – personal communication, polling method. We have a very good questionnaire and polling system. We try to produce equipment which our clients need, not just the equipment which we consider to be good. Sometimes this is not the same. Our Sales Department is also doing market research to some extent. It receives orders for this or that type of equipment from our clients, and when receiving orders the personnel of the Department questions the clients in order to approximately understand what they need. They do not just propose a set of equipment, but they try to understand what this equipment is needed for. In case of necessity our Service Group goes to the client's site to install the equipment and introduce the technology. Of course we have well-proven and mature technologies, which had already been once introduced at the client's site. In this case the ready-made technology is ordered and replicated. If the issue is beyond common practice, then my group, the Department of New Technologies, starts working on it. We discuss the task with the client, develop different schemes, arrangement variants, outputs, and having negotiated different variants and having even received the terms of reference (specification) from our client, we either upgrade our equipment, or select equipment which matches the needs of a client from the existing stock. This is a new area of our work. It only seems to be a simple one, but it is a very promising area and it takes our company to a new level.

сторонних организаций, как это принято в западных компаниях. В связи с этим пришло и понимание того, что мы должны не только предлагать хорошие пакеры, но и давать технологии их применения, показывать нашим потребителям, в чем они могут иметь преимущество и как могут использовать это оборудование.

Поэтому сейчас мы очень плотно работаем с заказчиком, вплоть до того, что привлекаем и субподрядчиков, если в этом есть необходимость. Главная цель здесь – повысить успешность применения оборудования. Сейчас ведь все понимают, что достаточно получить на фонде скважин две-три неудачные операции, и заказчика мы теряем безвозвратно. У нас же пока потерянных заказчиков нет. Конечно, бывают сложные задачи, которые невозможно решить простыми средствами. И тут возможно некоторое недопонимание со стороны заказчика, который, естественно, всегда заинтересован в простом и дешевом решении. Тем не менее со временем приходит осознание того, что проблема просто в лоб не решается и что необходимы совсем другие временные и финансовые затраты, что над ней надо работать, в том числе, может быть, и в фазе опытно-промышленной эксплуатации.

ВК: Существует ли в Вашей компании проблема с набором персонала и насколько Вам интересно работать с молодыми специалистами?

М.А.: При всей кажущейся простоте вопрос действительно очень серьезный. Политика нашей компании такова, что, во-первых, мы стараемся не просто объявлять о том, что приглашаем на работу, а всегда четко обозначать, какой именно специалист нам требуется и для какой работы. Во-вторых, для сервиса мы, как правило, выбираем состоявшихся специалистов. Сегодня в связи с не самой лучшей экономической ситуацией, в том числе и за счет кризиса, существует большая миграция кадров, и часто опытные специалисты, понимая свою ценность, не желают работать в изменившихся условиях, которые зачастую перестают быть приемлемыми. Кроме того, мы делаем ставку и на молодых. По крайней мере, в своей группе я стараюсь, чтобы молодежь обязательно была, однако она не должна превалировать. Оптимально, на мой взгляд, когда в коллективе от 20 до 30% молодых, обучающихся специалистов. Они не только обучаются, но и зачастую могут по-новому взглянуть на сложившиеся традиции и стандартные подходы, предложить совершенно новые решения, и это также помогает нам развиваться. ☉

Беседовал Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

СТТ: How do you manage to perform the functions of a service company, because a client sets you a task, and you determine the ways of task fulfillment and select technical means?

М.А.: Really, during the recent years our target is not only to produce equipment. Many of our clients do not have their service departments, and they outsource the services, like it is done in western companies. So, we understood that we should not only produce good packers but also provide the technology of their operation, show our clients the advantages of the equipment, and show how it can be used.

That is why now we are working in close cooperation with our clients and even outsource some works if necessary. The main aim here is to ensure successful equipment application. Everybody understands that in case of two-three unsuccessful operations at the wells, we will completely lose a client. We have not yet lost any of our clients. Of course there are difficult tasks, which cannot be resolved and fulfilled by the use of simple means. And in this case we can face a kind of misunderstanding with the client, who is naturally interested in a simple and cheap solution. Nevertheless, with the course of time clients understand that the problem cannot be resolved straight away, sometimes more time and financial resources are needed, sometimes we need to work more, maybe in the field of pilot production.

СТТ: Does your company have any problems with personnel recruitment? Are you interested in working with young professionals?

М.А.: This issue is very serious and important one. Our company has the following policy. First of all we do not simply make an announcement about recruitment, but we always clearly specify what kind of professional we need and for what kind of work. Secondly, for the Service Department we recruit experienced professionals. Today due to not very good economic situation and due to the crisis there is considerable migration of personnel. Very often experienced professionals, who feel their own value and capacity, do not wish to work under the changed conditions, which become unacceptable for them. But we also place stake on the young professionals. I do my best to ensure that there are some young people in my group, however, I believe that they should not be a majority. To my mind the best situation is when there are 20 to 30% of young professionals under training out of the total staff. Young people do not only study, but they have a fresh look on the existing traditions and standard approaches, they can propose brand new solutions, and this helps us to progress as well. ☉

Sergey TORPACHEV, Coiled Tubing Times

Система комплексного сервисного обслуживания оборудования

The System of Comprehensive Equipment Maintenance

Дмитрий ГРИБАНОВСКИЙ, первый заместитель генерального директора СЗАО «Фидмаш», начальник управления качества, охраны труда и окружающей среды

Dmitry HRYBANOUSKI, Senior Deputy General of NOV Fidmash, Head of the Department of Quality Assurance, Labor Safety and Environmental Protection

Для любой нефтегазосервисной компании важно не только грамотно провести подбор и закупку оборудования, позволяющего реализовывать стратегические цели, но и в процессе эксплуатации этого оборудования получить максимальную эффективность при минимальных затратах.

Наиболее существенными факторами, влияющими на эффективность, получаемую от эксплуатации, являются:

- максимальное использование в процессе эксплуатации всех технических возможностей оборудования;
- адаптация технологии проведения работ под технические возможности нефтегазового оборудования, в том числе применение в едином комплексе разных видов оборудования, инструмента и технологической оснастки;
- своевременное плановое техническое обслуживание оборудования;
- квалификация персонала, работающего на оборудовании;
- своевременный капитальный ремонт, в том числе с проведением модернизации.

Если по первым двум факторам в журнале «Время колтюбинга» материалы публикуются регулярно, то остальные аспекты эксплуатации освещаются достаточно редко, поэтому информационный пробел и хочется восполнить. Все приводимые в статье примеры будут разбираться на примере колтюбинговых установок производства СЗАО «Фидмаш».

Своевременное техническое обслуживание направлено как на поддержание оборудования в работоспособном состоянии, так и на снижение износа, повышение долговечности сборочных единиц за счет своевременного выявления и устранения неисправностей. Несмотря на то что современное колтюбинговое оборудование

It is important for any oilfield service company not only to competently select and purchase equipment, necessary for implementation of its strategic objectives, but also to get maximum efficiency at minimum costs during its operation.

The most relevant aspects influencing the efficiency of exploitation include:

- maximal use of all technical capabilities of the equipment;
- adaptation of work technologies to technical capabilities of O&G equipment, integrated application of various types of equipment and tools;
- timely planned maintenance;
- qualification of personnel servicing the equipment;
- timely overhaul and modernization

While the first two factors are covered by the Coiled Tubing Times on a regular basis, the other aspects are highlighted quite seldom. That is why I would like to fill this information gap. All the examples are taken from the operational experience of CT units produced by NOV Fidmash.

Modern service is aimed at equipment maintenance, reducing wear, increasing the durability of the assembly units by means of timely trouble shooting. The principal maintenance activities are targeted at:

- lubrication of the units;
- renewal of hydraulic oils (prompted by 2 factors: 1) oils lose their physical and chemical properties; 2) oils gradually get contaminated with wear debris of the elements of hydraulic system (switch gear, plunger pairs of hydraulic engines and pumps);
- substitution of gauze elements;
- checking reliability of the clamps;
- checking wear-out rate of short-life units (sealants, injector chains, templates and units with limited useful life);
- check and elimination of process liquids leaks and

является высоконадежным, законы физики, к сожалению, ни одному производителю преодолеть не удалось, поэтому основные действия при техническом обслуживании направлены:

- на проведение смазки элементов;
- замену гидравлических масел (причина связана с двумя факторами: 1) потерей маслами своих физико-химических свойств, 2) постепенным загрязнением масел вследствие попадания в них продуктов износа элементов гидросистемы (распределительной аппаратуры, плунжерных пар гидромоторов и гидронасосов));
- замену фильтрующих элементов;
- проверку надежности взаимного крепления отдельных элементов;
- проведение проверки степени износа быстроизнашивающихся элементов (уплотнителей, цепей инжектора, плит, а также элементов, имеющих ограниченный срок использования) и, в случае необходимости, проведение их замены;
- проведение проверки наличия и устранение утечек технологических жидкостей, а также проверка их соответствующих уровней;
- проверка и обслуживание комплектующих, требующих отдельного регламентного обслуживания в соответствии с индивидуальными схемами (базового шасси МЗКТ, коробок передач, двигателей внутреннего сгорания, аккумуляторных батарей, пневмогидроаккумуляторов и т.п.).

Все способы выполнения вышеперечисленных работ подробно описаны в руководствах по эксплуатации, входящих в комплект поставки оборудования:

- верхнего колтюбингового оборудования (к примеру, для МК30Т – 10.00.00.000 РЭ);
- отдельных паспортизируемых узлов – инжектора, превентора, герметизатора и пр. (к примеру, для инжектора – М20В.51.00.000-50 ПС);
- базовых шасси (к примеру, для базового шасси МЗКТ – 65276-000010-РЭ).

Также достаточно важно соблюдать периодичность проведения регламентных работ. В качестве примера в таблице 1 приведены периодичность и виды ТО для верхнего колтюбингового оборудования.

Все действия по регламентному техническому обслуживанию должны иметь плановый характер, а также документироваться. Если для документирования разработаны стандартизированные документы (формуляры как на оборудование, так и на отдельные компоненты), то процесс планирования индивидуален для каждой

Таблица 1 – Виды и периодичность технического обслуживания

Table 1 – Types and periodicity of technical service

| Наименование Type | Обозначение Abbreviation | Периодичность в моточасах Periodicity in machine hours |
|--|-----------------------------|---|
| Ежемесячное техническое обслуживание Monthly technical service | EO MS | Ежемесячно monthly |
| Техническое обслуживание № 1 Technical service N 1 | ТО-1 TS-1 | 50 50 h |
| Техническое обслуживание № 2 Technical service N 2 | ТО-2 TS-2 | 250 250 h |
| Примечание. Допустимые отклонения периодичности ТО должны быть в пределах $\pm 10\%$ указанной периодичности. | | |

examination of the corresponding levels of the liquids;

- checking and servicing parts, requiring individual scheduled maintenance (MZKT base skids, gear sets, internal combustion engines, accumulator batteries, hydropneumatic accumulators, etc).

All technologies for the above-mentioned operations are specified in maintenance guides included in delivery package of equipment:

- CT equipment of the upper level (for example, 10.00.00.000 MG for МК30Т);
- individually specified units – injector, preventer, pressurizer (for instance, М20В.51.00.000-50 ПС - for injector);
- base skid (for instance, 65276-000010-MG for MZKT base skid).

It is also very important to keep to the maintenance schedule. An example supplies the periodicity and types of technical service for CT equipment of the upper level (Table 1).

All activities related to scheduled maintenance should be planned and documented. While there are standardized documents (sheets for equipment and separate units) for these procedures, planning is individual for every operator. Yet, there is only one purpose of planning - minimizing the equipment downtime by the advance planning of human and financial resources, acquisition of materials and spare parts.

NOV Fidmash renders active assistance in joint elaboration of maintenance plans, diagnostics and consultations for customers.

The development of plans is based on:

- the planned machine loading (annual plans of customers' activities);
- norms of consumption of fuel and lubricants during the scheduled technical service (maintenance documentation);
- Internal standards of labor intensity developed by Fidmash.

The technical service plan is supplied in Table 3.

Таблица 2 – Работы, выполняемые при различных видах ТО*
Table 2 – Operations performed during various types of TS *

| № п/п | Наименование объекта ТО и работы | Виды ТО | Примечание |
|-------|---|------------|--|
| 1 | Отсутствие повреждений. Осмотреть установку и выявить наружные повреждения. Особое внимание уделять контролю состояния резьб, уплотняемых поверхностей, резиновых элементов. | ЕО | |
| 2 | Надежность крепления. Проверить надежность крепления агрегатов и механизмов к раме шасси. | | |
| 3 | Отсутствие утечек. Проверить отсутствие утечек топлива, масла, охлаждающей жидкости и рабочей жидкости гидросистемы. | ЕО | |
| 4 | Верхняя отметка уровней рабочих жидкостей. Проверить уровни охлаждающей, рабочей и смазывающей жидкостей и при необходимости дозаправить соответствующие емкости. | ЕО | |
| 5 | Износ ГТ. Произвести измерение наружного диаметра трубы через каждые 150 м в процессе спуска и подъема в двух взаимно перпендикулярных направлениях. | ЕО | |
| 6 | Предупреждение «замораживания» ГТ. По окончании СПО в условиях низких температур окружающего воздуха произвести регламентные мероприятия по предупреждению «замораживания» ГТ. | ЕО | |
| 7 | Ревизия преентора, герметизатора, инжектора. После завершения каждого ремонта скважины произвести ревизию преентора, герметизатора и инжектора. | ЕО | |
| 8 | Соединение разъемов электрооборудования. Проверить надежность соединения разъемов электрооборудования. Накладные гайки на кабельных частях разъемов завинчиваются вручную до отказа. | ЕО | |
| 9 | Наличие смазки. Смазать узлы трения. | ТО-1 | |
| 10 | Удаление отстоя. Слить из баков топливной системы по 1 л отстоя дизельного топлива. Слить из бака гидросистемы отстой до появления рабочей жидкости без воды. | ТО-1 ЕО | Ключ гаечный двусторонний 22 x 24 Ключ гаечный двусторонний 27 x 32 |
| 11 | Давление зарядки газовых полостей пневмогидроаккумуляторов. Проверить давление зарядки пневмогидроаккумуляторов и при необходимости довести его до нормы. | ТО-1 | Зарядное устройство, рукав, переходник |
| 12 | Настройка предохранительных клапанов. Настройку, надежность и быстрдействие предохранительных клапанов, предназначенных для защиты от перегрузок, необходимо подвергать периодической проверке. Проверку вести согласно руководству по эксплуатации. | | |
| 13 | Отсутствие загрязнений. Промыть сетчатые фильтры топливной и гидросистемы. Заменить фильтроэлементы гидронасосов Н1, Н2. Проверить чистоту рабочей жидкости (класс чистоты 12 по ГОСТ 17216-2001). При необходимости очистить или заменить рабочую жидкость Категорически запрещается эксплуатация оборудования при классе чистоты рабочей жидкости 13 и более. | ТО-2 | Дизельное топливо |
| 14 | Замена рабочей жидкости в гидросистеме. Категорически запрещается оставлять гидросистему без рабочей жидкости. Замены рабочей жидкости производить не менее чем через 2000 моточасов, но не реже одного раза в год, а также в случае, если вязкость рабочей жидкости уменьшилась более чем на 20% от первоначальной. | ТО-2 | |
| 15 | Состояние комплектующих изделий. Проверить состояние комплектующих изделий, имеющих ограниченный срок использования. При необходимости произвести замену изношенных частей. | ТО-2 | |
| 16 | Работоспособность. После обслуживания проверить работу узлов, систем и приборов на работающей установке в соответствии с руководством по эксплуатации. | б.мес. | |

* Поскольку эта таблица предназначена для русскоязычных потребителей колтюбинговой техники, мы публикуем ее только на русском языке.
* Since the table is meant precisely for Russian-speaking consumers of CT equipment, it is supplied only in Russian.

эксплуатирующей организации, однако цель процесса планирования одна – минимизировать время нахождения оборудования в ремонте, заранее спланировав трудовые и денежные ресурсы, закупку материалов и запасных частей.

СЗАО «Фидаш» как производитель активно оказывает помощь по совместной разработке планов технического обслуживания, а также активно принимает участие как в проведении работ, так и в проведении диагностики и консультаций для потребителей.

При разработке данных планов мы основываемся:

- на плановой загрузке оборудования (годовые планы работ потребителя);
- нормативах расхода ГСМ и запчастей на проведение регламентного ТО (эксплуатационная документация);
- внутренних нормативах трудоемкости выполнения работ СЗАО «Фидаш».

Пример плана технического обслуживания приведен в таблице 3. Необходимо отметить, что

It should be noted that with regard to low resources consumptions, such types of technical service like MTS and TS-1 are usually not included in the schedule.

NOV Fidmash, a manufacturer with separate service divisions, offers integrated approach to service support of its customers:

- Entire package of maintenance services, starting from equipment diagnostics and operations planning to workover and modernization within the terms of frame annual package contract for maintenance.
- Organization together with the customer of maintenance spare parts stock (including parts for base skid).
- Scheduled supply of spare parts and expendables (including CT).
- Flexible system of payment for the supplied spare parts.
- Organization of integrated studies both on the sites of the producers and at customer's.

Таблица 3 – Годовой план-график планового технического обслуживания
Table 3 – Annual plan - chart of scheduled service

| Установка Unit | | Январь January | Февраль February | Март March | Апрель April | Май May | Июнь June | Июль July | Август August | Сентябрь September | Октябрь October | Ноябрь November | Декабрь December | Итого Total |
|-------------------|---|----------------------------|----------------------------|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|----------------|
| МК20Т-50 | Вид обслуживания Type of service | Диагностика Diagnostics | ТО-2 TS-2 | | | ТО-2 TS-2 | | | ТО-2 TS-2 | | | ТО-2 TS-2 | | |
| | Трудоемкость (чел/час) Labor intensity (person/hour) | 16 | 64 | | | 64 | | | 64 | | | 64 | | 272 |
| | Стоимость расходных материалов Cost of expendables | | 82 820 | | | 14 900 | | | 14 900 | | | 14 900 | | 127 520 |
| М20 | Вид обслуживания Type of service | Диагностика Diagnostics | | ТО-2 TS-2 | | | | ТО-2 TS-2 | | | | ТО-2 TS-2 | | |
| | Трудоемкость (чел/час) Labor intensity (person/hour) | 16 | | 64 | | | | 64 | | | | 64 | | 208 |
| | Стоимость расходных материалов Cost of expendables | | | 82 820 | | | | 14 900 | | | | 14 900 | | 112 620 |
| М20 | Вид обслуживания Type of service | | Диагностика Diagnostics | | ТО-2 TS-2 | | | | | ТО-2 TS-2 | | | | |
| | Трудоемкость (чел/час) Labor intensity (person/hour) | | 16 | | 64 | | | | | 64 | | | | 144 |
| | Стоимость расходных материалов Cost of expendables | | | | 82 820 | | | | | 14 900 | | | | 97 720 |
| Итого Total | Трудоемкость (чел/час) Labor intensity (person/hour) | 32 | 80 | 64 | 64 | 64 | 0 | 64 | 64 | 64 | 0 | 128 | 0 | 624 |
| | Стоимость расходных материалов Cost of expendables | 0 | 82 820 | 82 820 | 82 820 | 14 900 | 0 | 14 900 | 14 900 | 14 900 | 0 | 29 800 | 0 | 337 860 |

в связи с незначительными затратами по ресурсам такие виды технического обслуживания, как ЕТО и ТО-1, в график, как правило, не включаются.

СЗАО «Фидмаш» как производитель, имеющий отдельные сервисные подразделения, предлагает комплексный подход по сервисной поддержке своих потребителей:

- Предоставление всего комплекса сервисных услуг – от диагностики оборудования, планирования проведения работ, до капитальных ремонтов и модернизации в рамках рамочного годового комплексного договора на оказание сервисных услуг и поставку запасных частей.
- Организация согласованного с потребителем складского неснижаемого запаса запасных частей (в том числе по базовому шасси).
- Плановая поставка запасных частей, расходных материалов (в том числе ГТ).
- Гибкая система оплаты за поставленные комплектующие.
- Организация комплексного обучения как на площадях производителя, так и непосредственно у потребителя.

Также хотелось бы остановиться на обучении персонала потребителя. Прежде всего, определенные ограничения накладываются национальными законодательствами по профессионально-технической подготовке, а именно:

- проведение обучения и выдача удостоверений (дипломов) возможна только в случае получения соответствующих разрешений (лицензий) со стороны министерств образования, что ограничивает производителей в проведении соответствующего обучения;
- не в полной мере реализуется межгосударственная система взаимопризнания выданных дипломов (удостоверений) в разных национальных системах (РБ, РФ и т.д.).

Однако для разрешения данной ситуации есть ряд эффективных подходов, ориентированных прежде всего на потребности потребителя:

- Организация первичного обучения на базе регионального учебного комбината. В данном случае мы предоставляем в региональный учебный комбинат потребителя специально разработанную программу обучения, представители нашего предприятия участвуют в процессе обучения как преподаватели по специализированным техническим разделам, а имеющееся в наличии у потребителя оборудование служит для проведения практических занятий. Благодаря такой организации обучения, специалисты потребителя получают соответствующие дипломы (удостоверения) в национальной системе.
- Организация курсов повышения квалификации на собственной производственной базе производителя. В данном случае мы

I would also like to say a few words about training customer's personnel. First of all, national legislation systems impose certain limitations on professional and technical training:

- Provision of education and granting certificates (diplomas) is only possible upon receiving of the corresponding permissions (licenses) from the Ministry of Education. This circumstance limits manufacturers' capability in holding the necessary training;
- The interstate system of mutual recognition of diplomas (certificates) in various national systems (the Republic of Belarus, Russian Federation) is not fully implemented.

However, there are several effective solutions designed to meet customers' need and thus surmount all these obstacles:

- Organization of preliminary education at regional facility. In this case we provide the customer's training facility with a special educational program. Representatives of our company take part in educational process as teachers of specialized technical sections. The customer's equipment is used for practical training. Thanks to such organization of training the customer's specialists receive the corresponding diplomas (certificates) within the national system.
- Organization of further training courses at the producer's industrial facility. In this case we arrange our own profound courses and training enabling attending specialists to take a deeper insight into specifications of the equipment, its operation and maintenance standards. We also hold training for sharpening of practical skills. For such purposes we use stand equipment imitating various operation modes of the equipment including emergency situations. There is also a possibility of "sandwich course" model: part of practical and theoretical lessons at the manufacturers' facilities and final theoretical education at the regional educational facility.

An important stage in operation of the equipment is an overhaul after the term stipulated by the producer (usually, 5 years) expires. The relevance of this stage is currently proved by the fact that 43% of the equipment produced by NOV Fidmash needs overhaul due to high wear rate and because its further operation actually becomes hazardous.

Overhaul operations are highly complicated from the technical point of view due to the following reasons:

- Modern equipment has undergone a great number of upgrades as compared to the first samples. In fact, 4 generations have changed.
- A range of manufacturers dropped the production of outdated spare parts, for example equipment installers of Mogilevtransmash, domestic hydraulic

самостоятельно проводим углубленные курсы и тренинги для специалистов потребителя, направленные на углубленное изучение особенностей устройства, эксплуатации и технического обслуживания производимого оборудования. Мы также проводим тренинги по отработке практических навыков. Для данных целей используется стендовое оборудование, на котором производится имитация различных режимов работы установок, вплоть до аварийных ситуаций. Возможны и комбинированные методы обучения – практические и часть теоретических занятий на площадях производителя, а окончательное теоретическое обучение – на базе регионального учебного комбината.

Немаловажным этапом эксплуатации оборудования является проведение капитального ремонта по истечении срока, заданного производителем, – 5 лет. Актуальность данного этапа в настоящее время подтверждает тот факт, что на сегодня 43% произведенного СЗАО «Фидмаш» оборудования нуждается в капитальном ремонте в связи с высокой степенью износа и фактически с тем, что дальнейшая эксплуатация становится небезопасной.

Работы по капитальному ремонту представляют достаточно высокую сложность с технической точки зрения по нижеследующим причинам:

- Современное оборудование претерпело довольно большое количество изменений относительно образцов первых лет выпуска – фактически сменились 4 поколения.
- Рядом производителей прекращен выпуск устаревших моделей комплектующих, например, установщиков оборудования Могилевтрансмаш, гидроаппаратуры отечественного производства, систем контрольно-регистрирующих.
- Отсутствие «единой схемы» капитального ремонта, так как фактический объем работ определяется на основании диагностики состояния узлов и агрегатов;
- Желание потребителя максимально модернизировать эксплуатируемое оборудование до современных аналогов при минимальных затратах.



Примеры типичного состояния установок
Examples of typical state of the units

devices, control/registering systems.

- Absence of “single system” of overhaul, since the real amount of works is defined by diagnostics of the state of nodes and aggregates.
- Customer’s desire to do the upgrade of equipment to the most possible extents, in other words to bring it closer to similar modern brands at minimal costs.

Due to the above-mentioned reasons any overhaul of the units is impossible without upgrading. It means that high professional approaches are required both in design and production of new types of units, from calculation of various technical variants to design of individual nodes and systems, necessary for adaptation of new technical decisions to old types of equipment. Nothing of it can be done without the manufacture stepping in. The fairness of this claim is confirmed by the fact that one of the biggest consumers of CT equipment made an attempt to single-handedly overhaul its units 2 years ago. The overhaul is still underway.

Due to the above-mentioned reasons certain limitations on activities of the kind have been introduced into the acting legislation (Rules of safety in oil and gas industry RS 08-624-03, endorsed by *State Committee for Supervision of Industrial and Mining Practices* of Russia, reg. № 4812):

1.5.10. The construction of the the equipment can

Именно по вышеуказанным причинам фактически все капитальные ремонты установок невозможны без проведения модернизации, а значит, требуют высокопрофессиональных подходов, как при проектировании и производстве новых видов установок, – от проведения расчетов различных технических вариантов до проектирования отдельных узлов и систем, необходимых для адаптации новых технических решений к старым видам оборудования. И здесь абсолютно невозможно обойтись без производителя. Справедливость данного утверждения также подтверждает и тот факт, что одним из крупнейших потребителей колтюбингового оборудования два года назад была сделана попытка проведения капитального ремонта собственных установок, которая так до сих пор и не завершена.

В связи с вышеназванными причинами в действующих нормативных актах (*Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03, рег. № 4812*) введены определенные ограничения на подобные действия:

1.5.10. Изменение в конструкцию оборудования может быть внесено по согласованию с разработчиком этого оборудования и территориальным органом Госгортехнадзора России. Использование модернизированного оборудования допускается при положительном заключении экспертизы промышленной безопасности.

СЗАО «Фидмаш» как производителем разработана целая программа капитального ремонта и модернизации, основными задачами которой являются:

- повышение безопасности эксплуатации;
- повышение надежности и продление срока службы оборудования;
- улучшение эксплуатационных характеристик оборудования;
- приведение в соответствие с современными требованиями нормативной документации.

Первыми шагами данной программы является выезд к потребителю с целью диагностики эксплуатирующегося оборудования и согласования технических требований на проведение капитального ремонта. По результатам составляется калькуляция и предоставляется коммерческое предложение.

Достаточно часто предметом горячего обсуждения с нашими потребителями является место проведения работ – или на территории предприятия-производителя, или на территории эксплуатирующей организации. На наш взгляд, наиболее оптимально – проведение работ именно

be changed upon agreement with the developer of the equipment and territorial department of *State Committee for Supervision of Industrial and Mining Practices of Russia*. Modernization of the equipment is allowed only in case of a positive conclusion by industrial safety expertise.

NOV Fidmash has developed an overhaul and modernization program pursuing the following objectives:

- improving operational security;
- stepping up reliability and prolonging the life span;
- improving operational characteristics of the equipment;
- bringing it in conformity with standard documentation.

During the first stage of the program our expertise tests the customer's equipment and specifies technical requirements for the overhaul. According to the results of the test, the calculation list is drafted and a commercial offer is made.

One of the frequent subjects of hot arguments with our customers is a site of the job, whether it should be done at manufacturer's facilities or on the territory of the operator. We find it best to perform the works at our facilities because of the following reasons:

- In spite of time taken by transportation the term of service in plant conditions is shorter. This is explained by the fact that customers often lack the necessary range of equipment, instruments and technological gear for the operations.
- The cost of jobs is approximately equal in both variants. The reason for this is that when the overhaul is done at customer's site, there are extra expenses on travel and accommodation of the service brigade and a need to outsource the services of subcontract regional enterprises. While at the plant, due to the presence of technical equipment, we produce a number of nodes and details simultaneously. This is related to production of pressure hoses, nodes and details requiring mechanical treatment.
- Full recovery of paint and coatings.
- Due to possibility of full-fledged testing, we give the same guarantee to the overhauled equipment as we do to new one.

We have demonstrated a CT unit M20 class of 2002, which was overhauled and updated, the Consumer Conference this year. The participants of the conference noted that the unit wasn't worse than the new ones in terms of its technical characteristics.

In conclusion, I would like to say that all the efforts of our company are aimed at highest satisfaction of our customers not only with technical characteristics and quality of equipment, but also with completeness of services on maintenance of the equipment throughout its entire life cycle. ©

на заводских площадях по нижеследующим причинам:

- Срок проведения работ – короче в заводских условиях, несмотря на время, затрачиваемое на транспортировку. Это связано с отсутствием в ряде случаев у потребителя всего набора оборудования, инструмента и технологической оснастки для проведения работ.
- Стоимость проведения работ соизмерима в обоих вариантах. Это связано с тем, что при проведении работ у потребителя появляются дополнительные затраты по проезду, проживанию ремонтной бригады, а также необходимостью привлечения субподрядных региональных предприятий, в то время как в рамках завода, благодаря наличию технологического оборудования, мы производим целый ряд узлов и деталей самостоятельно. Это, в частности, касается изготовления рукавов высокого давления, а также узлов и деталей, требующих механообработки.
- Полноценное восстановление лакокрасочного покрытия.
- Благодаря возможности полноценного тестирования, мы предоставляем гарантию на оборудование после капитального ремонта, как на новое.

На проходившей в этом году Потребительской конференции нами была продемонстрирована колтюбинговая установка M20 2002 года выпуска, прошедшая полный капитальный ремонт и модернизацию. Фактически по своим техническим характеристикам данная установка не уступает новым, что и было отмечено участниками конференции.

В заключение хочется сказать, что все усилия, прилагаемые коллективом нашего предприятия, направлены на достижение максимальной удовлетворенности со стороны потребителя не только техническими характеристиками и качеством выпускаемого оборудования, но и полной сервисных услуг по сопровождению работы оборудования на протяжении всего периода эксплуатации. ☺



**Испытательный полигон
Testing range**



**Установка M20 до капитального ремонта и модернизации
Unit M20 before an overhaul and modernization**



**Установка M20 после капитального ремонта и модернизации
Unit M20 after an overhaul and modernization**

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

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

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

* Not less than ten units, currently being operated.

Объявлена лучшая технология внутрискважинных работ 2010 года

Ассоциация ICoTA ежегодно присуждает премию за лучшую технологию внутрискважинных работ. Компетентное жюри, состоящее из опытных специалистов-практиков, определило победителя на состоявшейся в марте в Хьюстоне Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA. Лучшей признана система Ziplog™ норвежской компании Ziebel. Финалистами этапа конкурса 2010 года также стали компании Baker Hughes, NOV Downhole и Halliburton. Предлагаем нашим читателям краткое описание представленных инновационных решений.

КОМПАКТНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КАБЕЛЬ ДЛЯ КАРОТАЖА

Прибор ZipLog, созданный совместно компаниями Ziebel и Sensornet, является достижением в области технологий по разработке пластов на старых месторождениях и месторождениях со сложной структурой, так как кабель сам по себе является датчиком для измерений.

Оптоволоконный сенсор встроен в наматываемую самораспрямляющуюся композитную штангу, которая опускается в ствол скважины для осуществления каротажных работ, подобно тому, как это делается при помощи колтюбинга. После достижения заданной глубины (без использования скважинного устройства для позиционирования) и закрепления на ней прибор может осуществлять мониторинг производительности или приемистости скважины по всей длине измерительного кабеля без необходимости изменять его положение.

Так как измерительный кабель компактен и у него отсутствуют движущиеся части, он не подвержен вибрациям и другим помехам, способным оказывать влияние на результаты внутрискважинного мониторинга. Он также способен выдерживать высокие температуры. Это позволяет проводить геофизические исследования в скважинах, где применение традиционных кабельных методов невозможно. Кроме этого, прибор позволяет производить внутрискважинные работы в условиях ограниченности времени монтажа.

Запатентованная система, состоящая из наземного оборудования и штанги для



Эрик Боек, старший сопредседатель ICoTA (слева), вручает премию Ричарду Паркеру, вице-президенту Ziebel в Северной Америке (справа)

Erick Boeke, Senior Co-Chairman of ICoTA (left) hands the award to Richard Parker VP North America Ziebel (right)

The Best Intervention Technology 2010 Announced

The Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA) has introduced the Annual Intervention Technology Award, which recognizes outstanding technical innovation or application of technology for well intervention. Industry peers - all experienced practitioners in the area of well intervention and coiled tubing - announced the winner during the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition in Houston in March. The Norway based-company Ziebel has received this prestigious award for its Ziplog™ tool. Other finalists included Baker Hughes, NOV Downhole и Halliburton. We would like to give our readers a brief description of the introduced innovative solutions.

проведения каротажа, достаточно компактна, и ее монтаж и ввод в эксплуатацию возможен на устьях скважин с ограничениями по высоте.

Модуль для управления и мониторинга компании Ziebel контролирует систему и собирает данные, поступающие от внутрискважинных датчиков и наземного оборудования.

Прибор ZipLog может использоваться для устранения проблем целостности скважины, таких как различные утечки и оптимизация газлифта; распределения потока исходя из профиля температур; распределения нагнетания; мониторинга перетоков; контроля над работой инжекторных и притоковых клапанов; контроля производительности нагнетания пара.

В отличие от традиционных методов проведения каротажа в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, новый прибор не требует перемещения вдоль ствола скважины для проведения каротажа различных зон. Тем самым его использование позволяет избежать долгих и сложных процедур, которые могут привести к потерям в производительности.

ВЕНТИЛИРУЕМАЯ НАДУВНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАБОТ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

При проведении тампонажных работ и ликвидации скважин возникает проблема содержания постоянных потоков пузырьков в скважине, которые мешают проведению любой операции по закупорке, использующей цемент в качестве пробки.

Компания Baker Hughes традиционно использует надувной эксплуатационный нагнетательный пакер (ЭНП) в качестве герметизированной опрессованной базы, на которую может быть размещена цементная пробка. Во многих случаях это подходящее решение проблемы. Однако пузырьки иногда обходят ЭНП и просачиваются через цемент, образуя микрозазоры между обсадной колонной и цементной пробкой, что позволяет пузырькам газа проникать в скважину даже после установки цемента. Специалисты Baker Hughes усовершенствовали процесс и придумали новый метод предотвращения потока пузырьков. Вентилируемая надувная система состоит из ЭНП (с шаром, закрепленным на опоре под ним), вентиляционной трубы заданной длины, расположенной над ЭНП, и механического разъединителя в верхней части всей системы.

Первый опыт практического применения технологии сводится к следующему. При достижении заданной глубины на шар в надувном

COMPACT SENSING TOOL FOR LOGGING

The ZipLog tool, developed jointly by Ziebel and Sensornet, represents an advance for reservoir management technology in declining and complex fields since the cable itself is the sensing device.

The fiber optic sensor is incorporated into a spooled, semi-rigid, self-straightening composite rod that is



Компактный измерительный кабель для каротажа
Compact sensing tool for logging

pushed into wellbores for logging much like coiled tubing interventions. Once run to depth (without the need for a wellbore "tractor") and "parked," the tool can be monitored over the length of the sensing cable for production and/or injection rate data without repositioning.

Since the sensing cable is compact and has no moving parts, it is immune to some of the vibrations and interferences that can affect other wellbore monitors. It also is able to withstand high temperatures. This allows surveying in some wells where wireline is not possible and it also enables limited rig-up interventions.

The proprietary surface system and logging rod is compact enough that rig-up and deployment are possible on wellheads with limited head room.

A Ziebel control and monitoring package operates the system and collects real-time data from the surface and downhole sensors.

With these characteristics, ZipLog can be used for well integrity issues, flow allocation from temperature profiling, injection allocation, cross-flow verification and monitoring, inflow/injection valve operation, steam flooding performance.

Unlike conventional production logging, the new device does not require instruments to be moved up and down the wellbore to log the different zones. Therefore, it avoids time consuming and complex procedures that can lead to lost production.

VENTED INFLATABLE SYSTEM FOR PLUG AND ABANDON

Plugging and abandonment projects can be challenging since wells may have constant streams of bubbles that hinder any barrier operation that includes the use of cement.

пакере было приложено давление. После того как надувной пакер был установлен, пузырьки в скважине сразу же исчезли. Одновременно было замечено, что сквозь рабочую колонну на поверхность начал выходить газ. Затем была использована колонна для заливки цементного раствора (малая рабочая колонна) для того, чтобы пройти через первичную колонну на глубину чуть ниже надувного пакера. Сквозь малую колонну на верхнюю часть ЭНП был закачан цемент. Его объем был приблизительно равен объему, который занимают 15,24 м межтрубного пространства между внутренним диаметром обсадной колонны, равным 660 мм, и внешним диаметром НКТ (73 мм). Пока цемент застывал, вентиляционная труба и рабочая колонна были открыты и газ выходил на поверхность. Тем самым предотвращалось его скопление ниже ЭНП и пузырьки не оказывали влияния на цемент. После того как цемент полностью застыл, чугунный мост-пробка был опущен через рабочую колонну и установлен в вентиляционной трубе над ЭНП, что привело к герметизации скважины.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЙ

Прибор Agitator компании NOV Downhole недавно установил новый мировой рекорд при резке бокового ствола малого диаметра при помощи колтюбинга. Применение инструмента Agitator позволило достичь глубины 4315 м.

Данный инструмент создает легкие импульсы давления, которые, как было уже доказано, помогают проводить операции с применением колтюбинга в скважинах с большим отходом от вертикали.

Инструмент сочетает в себе короткий моторный отсек с объемным двигателем, который приводит в действие вращающийся клапан. Ротор моторного отсека колеблет верхнюю пластину клапана с нецентральной отверстием, которая расположена над неподвижной пластиной с центральной отверстием. Когда два отверстия совмещаются, общее проходное сечение увеличивается. Далее, по мере вращения, отверстие в колеблющейся пластине частично перекрывает отверстие в статичной пластине, что приводит к уменьшению проходного сечения. Изменение проходного сечения и создает те самые импульсы давления, которые распространяются в направлении от инструмента для преодоления статического трения о ствол скважины.

К преимуществам Agitator™ относятся существенное улучшение управления

Baker Hughes has been traditionally using their proven inflatable production injection packers (PIPs) as a pressure-sealing base on which a cement plug could be placed; in many cases, this was a suitable fix for the problem. However, the gas bubbles would sometimes find a way around the PIP and work their way through the cement, creating microannuli that would allow gas bubbles to pass through even after the cement was set up. These bubbles would more than likely travel through microscopic pits of fissures in the old casing. Baker Hughes refined the process and came up with a new method for stopping the flow of bubbles. This system, called the vented PIP system, consisted of a PIP (that had a ball on seat below it), a given length of vent tubing above it, and a mechanical disconnect on top of that.

The first experience of applying this technology could be described as follows. Once at setting depth, pressure was applied against the ball in the inflatable. Once the inflatable was set, the bubbles in the well stopped immediately. Simultaneously, a substantial flow of gas was noticed through the work string at surface. Then a grout string (small work string) was used to go beside the primary work string to a depth just above the inflated element. Cement was pumped through the grout string on top of the PIP, at a volume that equaled about 50 ft in the annulus between the 26-in. casing ID and the OD of the 2-7/8-in. tubing. While this cement cured, the vent tubing and work string were kept open, venting the gas to surface, which prevented the buildup of gas below the PIP and kept bubbles from affecting the cement job. Once the cement had completely cured, a cast iron bridge plug was run through the primary work string and set in the vent tubing above the PIP. This sealed off the well.

COILED TUBING TOOL

The NOV Downhole Coiled Tubing Agitator™ Tool recently set a new world record for Slimhole CTD Sidetrack. The addition of the CT Agitator to the coil string made it possible to reach a total depth of 14,157 feet.

The Agitator creates gentle pressure pulses that have been proven to help you complete CT operations in extended reach wells.

The Agitator comprises a short Positive Displacement

Прибор Agitator Agitator™ Tool



устройствами позиционирования, совместимость с внутрискважинным инструментом, возможность использования с различными типами долот, а также высокая эффективность, которая выражается в увеличении скорости проходки и уменьшении времени на позиционирование КНБК.

ВНУТРИСКВАЖИННАЯ СИЛОВАЯ УСТАНОВКА

Внутрискважинная силовая установка (DPU®) компании Halliburton из серии интеллектуальных инструментов обеспечивает надежность и гарантию качества при установке такого скважинного инструмента, как пакеры и пробки. Силовая установка является безопасным, невзрывоопасным электромеханическим инструментом, позволяющим расширить возможности традиционных внутрискважинных устройств. Генерируя медленную, точно контролируемую линейную силу с обратной связью в реальном времени, инструмент оптимизирует установку внутрискважинного оборудования и обеспечивает максимальную производительность процесса заканчивания скважины даже в наиболее недружелюбных скважинных условиях.

Подземное оборудование (пробка, пакер и т.п.) присоединяется к установке, которая может быть размещена на электронном кабеле, вспомогательном кабеле или на гибкой трубе. Длина хода, сила, необходимая для установки, а также частота, с которой эта сила прикладывается в процессе установки, отображаются в реальном времени с целью обеспечения качества операции. Медленный, контролируемый ход установки максимально увеличивает герметизацию и анкеровку скважинного инструмента, особенно в скважинах с суровыми условиями и большими отходами от вертикали. При достижении заданной силы установка отсоединяется от скважинного инструмента и может быть извлечена из скважины.

Контроль хода и высокая степень линейности силы, которую обеспечивает установка компании Halliburton, по сути, создает альтернативу традиционным методам заканчивания, такими как колтюбинговый и метод с использованием соединенных труб. На буровой площадке инструмент может быть в зависимости от требований внутрискважинных работ легко адаптирован к инструментам для установки и извлечения оборудования. ©

Motor section which powers a rotating valve. The rotor of the short motor section oscillates an upper valve plate with an off-centered hole above a static plate with a central hole. As the two holes align, the total flow area increases. Then, as the rotation continues, it partially restricts the static hole and decreases the flow area. The changing flow area creates pressure pulses which travel outward from the tool to break static friction with the wellbore.

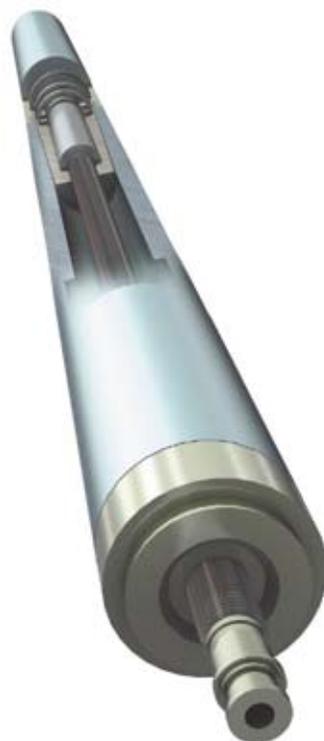
Benefits include significantly improved directional control, downhole tool compatibility, bit friendliness, and efficiency that results in increased sliding ROP and reduced time lost in toolface orientation and working BHA.

DOWNHOLE POWER UNIT

Halliburton's Downhole Power Unit (DPU®) Intelligent series tool provides unsurpassed reliability and quality assurance in setting wellbore devices such as plugs and packers. The DPU-I tool is a rig-safe, non-explosive electromechanical tool that is expanding well intervention capabilities beyond the conventional tools. By generating a slow, precisely controlled linear force with real time feedback, the DPU-I tool optimizes setting and ensures maximum performance of a well completion even in the most hostile well environments.

The subsurface device (plug, packer, etc.) is attached to the DPU-I tool, which can be deployed on e-line, slickline*, or coiled tubing*. The stroke length, setting force, and the rate at which the force is applied during the setting operation, are displayed in real time for quality assurance purposes. The slow, controlled setting motion maximizes sealing and anchoring of the wellbore device especially in hostile and high angle wells. When the designated setting force is achieved, the DPU-I tool separates from the subsurface device and can be retrieved from the well.

The DPU-I tool's motion control and high linear force provides an alternative to jointed pipe or coiled tubing well interventions. At the well site, the tool can be easily adapted to set or retrieve devices based on intervention requirements. ©



*Внутрискважинная силовая установка
Downhole Power Unit*

В ЭПОХУ СМЕНЫ ГЛОБАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОРИЕНТИРОВ IN THE ERA OF GLOBAL ENERGY ACCENTS SHIFT



В последнюю декаду июня Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр» на Красной Пресне в Москве принимал 13-ю Международную выставку «Нефтегаз 2010». Это событие имеет все основания считаться самым масштабным в отрасли, которая наполняет едва ли не половину (42%) доходной части бюджета России.

«Нефтегаз 2010», как и два года назад «Нефтегаз 2008», впечатлял размерами (экспозиционная площадь 23 000 кв. м), числом экспонентов (около 1000, из которых порядка 600 – отечественные компании), количеством стран-участниц (36). Хотя два года назад эти показатели были еще основательнее: экспозиционная площадь 28 000 кв. м, 1048 экспонентов, 40 стран-участниц. Очевидно, все еще продолжает сказываться влияние мирового кризиса. Но если прошлогодняя «MIOGE» проходила под знаком преодоления экономических проблем, и его величество кризис незримо главенствовал на всех мероприятиях, то на нынешней выставке

The 13th International Exhibition Neftegaz 2010 took place in the Central Convention Complex Expocenter, Moscow, in the last decade of June. The event has all the reasons to be considered the most large-scale forum of the industry, which makes almost a half (42%) of the Russian budget.

As well as Neftegaz 2008, this year's exhibition impressed visitors with its scale (the display area is 23,000 square meters), number of exhibitors (1000 participants including 600 domestic companies) and a large number of participating countries (36). However, 2 years ago the figures were even more impressive: 28 000 square meters, 1048 exhibitors and 40 participating countries. The industry seems to be still influenced by the world recession. But while MIOGE 2008 was seeking to overcome the economic tribulations and His Majesty the Crisis was the grey eminence staying behind all activities, a totally different atmosphere reigned at the recent forum. The goal of the demonstration was to work out feasible solutions

царила совсем другая атмосфера. Цель смотра была сформулирована следующим образом: «Найти конструктивные решения проблем нефтегазовой отрасли, показать новейшие достижения в области добычи и переработки нефти и газа». Благо, растущие цены на нефть позволяют внедрять эти достижения: производить и закупать инновационное оборудование и привлекать прогрессивные технологии.

Наверное, нелишним будет указать основные тематические разделы выставки, поскольку даже простое перечисление свидетельствует о масштабе мероприятия:

to the problems of O&G industry as well as showcase the latest technological innovations for production and refining industries. Fortunately, the growing oil prices make it possible to put these innovations into practice: manufacture and purchase state-of-the-art equipment and take advantage of the most advanced technologies.

Probably, it would be relevant to mention the main subjects of the exposition, as even a simple listing testifies to a great scale of the event:

- Geology and Geophysics;
- Construction of Oil and Gas Wells;
- Oil and Gas Field Development;



- Нефтегазопромисловая геология и геофизика;
- Строительство нефтяных и газовых скважин;
- Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- Морские стационарные платформы, плавучие буровые установки и оборудование для разработки нефтегазовых морских месторождений;
- Автоматизация процессов добычи и подготовки нефти и газа к транспортировке;
- Охрана окружающей среды;
- Защита от коррозии оборудования трубопроводов;
- Система безопасности и противопожарная техника;
- Новые химические реагенты, химические материалы и химические процессы в нефтегазовой промышленности;
- Современные технологии и техники геологических исследований в нефтегазовом комплексе;
- Новые технологии и оборудование для добычи природного газа, его хранения, транспортировки, переработки и распределения;
- Строительство объектов нефтяной, газовой,

- Offshore Fixed Drilling Platforms, Floating Drilling Rigs and Equipment for Development of Offshore Oil Fields;
- Automated Control Systems for Production and Transportation of Oil and Gas;
- Environmental Monitoring;
- Corrosion Prevention Systems;
- Safety Systems and Fire Safety Equipment;
- New Chemical Reagents and Materials for Petroleum Industry;
- Modern Technologies and Equipment for Geological Research in the Energy Complex;
- New Technologies and Equipment for Natural Gas Production, Its Storage, Transportation, Refining and Distribution;
- Construction of Facilities for Oil, Gas, Refining and Petrochemical Industries Including Construction of Offshore Units;
- Modern Technologies and Techniques in Refining and Petrochemical Industries;



нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, включая строительство морских сооружений;

- Современные технологии и техники для нефтепереработки и нефтехимии;
- Научно-техническая литература.

«Нефтегаз 2010» не обошли своим присутствием такие гиганты нефтегазовой промышленности, как China Petroleum Technology and Development (Китай), Combit (Швеция), GEP (Франция), Man Turbo (Германия), Mokveld Valves BV (Нидерланды), Kanex Krohne (Германия), Polish Oil and Gas Company (Польша), NOV (США), Siemens (Германия), Wingas (Германия) и др.

Выделялись стенды российских флагманов отрасли: НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», «ТНК-ВР» холдинг, ОАО «Татнефть», АНК «Башнефть», казахстанского гиганта АО НК «Казмунайгаз».

Еще одна особенность «Нефтегаза 2010», на которую журнал «Время колтюбинга» обратил особое внимание – демонстрация колтюбинговых установок на открытой площадке. Если в прошлые годы, как правило, представлялось оборудование нескольких производителей, то на этот раз доминировали компании Группы ФИД: ООО «Фидсервис», СЗАО «Фидмаш» и др. На этот раз производитель – лидер российского рынка нефтегазосервисного оборудования – продемонстрировал колтюбинговые установки МК30Т-60 на шасси Terberg (Volvo) и МК30Т на шасси МЗКТ с системой направленного бурения, а также насосную установку для работы с колтюбингом Н504.

В качестве одного из золотых спонсоров выставки выступило ОАО «Буровая компания «Евразия» –

- Scientific and Technical Literature.

Neftegaz 2010 was attended by such giants of Petroleum Industry as China Petroleum Technology and Development (China), Combit (Sweden), GEP (France), Man Turbo (Germany), Mokveld Valves BV (the Netherlands), Kanex Krohne (Germany), Polish Oil and Gas Company (Poland), NOV (the USA), Siemens (Germany), Wingas (Germany), etc.

The booths of the flagships of the Russian industry stood out as well: NK Rosneft, Gazprom, Gazprom Neft, TNK-BP, Tatneft, Bashneft, Kazakhstan's giant Kazmunaigaz.

Another interesting fact about Neftegaz 2010 that Coiled Tubing Times paid its special attention to was the open-air demonstration of coiled tubing equipment. Unlike the previous years, when the equipment of several manufacturers was exhibited, this year the companies of FID Group dominated: Fidservice, NOV Fidmash, etc. This time the leader of the Russian market of oilfield service equipment demonstrated CT units MKZOT-60 on chassis Terberg (Volvo) and MK30T on chassis MZKT with a steering drilling system as well as a pump unit designed to work with CT N504.

One of the principal sponsors of the exhibition is Eurasia Drilling Company, a major player in the Russian service market as well as Integra, Kogalymnefteprogress, the leader of industrial chemistry Zirax, Borovichi Firebrick Works, which is well-known for the high quality of its proppants and other recognized equipment producers – Packer, Tenaris, Tegas, Grasis, Sibneftmash, Akmath Holding etc.

крупная нефтесервисная структура России. Из числа заметных игроков нефтегазосервисного рынка проявили активность также ГК «Интегра», ОАО «Когалымнефтепрогресс», лидер промышленной химии «Зиракс», Боровичский комбинат огнеупоров, славящийся качеством выпускаемых пропантов, известные производители оборудования ООО НПФ «Пакер», Tenaris, ООО «Тегас», «Грасис», ОАО «Сибнефтемаш», ООО «Акмаш-Холдинг» и др.

Однако международные сервисные компании «Шлюмберге», BJ Services, Halliburton, Weatherford выставку проигнорировали и причем не впервые. Их неприсутствие на главном отраслевом событии становится уже тенденцией. Возможно, основной причиной такого отношения является недостаточная структурированность подобных выставок: при мозаичном расположении стендов компаний различного профиля в четырех огромных павильонах и на открытой площадке посетителю бывает очень сложно сориентироваться и за ограниченное время, даже имея на руках каталог выставки, попасть в нужную точку. «Дистанция огромного размера», как говаривал грибоедовский полковник Скалозуб, значительно снижает эффективность работы на выставке и не способствует установлению ожидаемого числа бизнес-контактов. Похоже, что выставочные привычки нефтегазосервисных компаний смещаются в сторону участия в более специализированных мероприятиях, на которых собирается аудитория, заинтересованная в продвижении инноваций и технологий именно на профильном рынке.

Одним из ключевых событий «Нефтегаза 2010» стала проходившая в рамках выставки 1-я Международная конференция «Энергетическая эффективность и энергетическая безопасность через инновационное развитие – ЭНЕРКОН 2010». Уже то, что конференция проводилась при поддержке Минэнерго РФ, Государственной Думы РФ и под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ, как нельзя лучше свидетельствует об уровне мероприятия. В качестве цели конференции было заявлено содействие реализации курса правительства РФ на создание инновационной безопасности ТЭК России. Обзорный характер материала не позволяет нам осветить конференцию подробно, поэтому ограничимся несколькими яркими акцентами, лежащими в тематическом поле нашего издания.

Президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль одной из важнейших тенденций развития отрасли считает выход в новые нефтегазодобывающие регионы: освоение Ванкорского, Талаканского, Верхнечонского месторождений. Восточная Сибирь – будущее отечественного нефтегаза. По мнению Г. Шмалю,

АКМАШ-ХОЛДИНГ
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ
ЦЕПИ
ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка
изготовление
поставка
консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России
610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru
www.akmash.ru

However, international oilfield service companies Schlumberger, BJ Services, Halliburton and Weatherford ignored the exhibition like they used to do before. Their absence at the key industry event has already become a tendency. Probably, the main reason for such attitude is insufficient structuring of the exhibitions. Multiprofile booths being scattered around the 4 huge pavilions and in outdoor area make it hard for a visitor to know his way around and get to the right point during limited time even with the exhibition catalogue in hands. "A distance too far", like Griboyedov's colonel Skalozub used to say, brings down the efficiency of the exhibition and does not help to establish the expected number of business contracts. The oil service companies seem to adhere to more specialized events, which bring together an audience interested in promotion of innovations and technologies at narrower markets.

One of the key events of Neftegaz 2010 was the First International Conference 'Energy Efficiency and Security of Energy Supply through Innovation-based Development' — ENERCON 2010'. The fact that the conference was held under the aegis of the Russian Chamber of Commerce and Industry and supported by the Ministry of Energy and the State Duma of the Russian Federation testifies to a high level of the event. It was declared that the aim of the conference was to assist the implementation of the Russian Government's policy targeted at ensuring

сегодня недра нуждаются в комплексном использовании. И здесь хороший пример показывает компания «РИТЭК», успешно применяющая целый ряд новых технологий при освоении баженовской свиты. Отрасль также нуждается в новых механизмах взаимодействия нефтяного бизнеса и государства. В частности, необходимо задействовать малый нефтяной бизнес. Г. Шмаль предлагает нацелить его активность на 26 тысяч ныне простаивающих скважин. По нашему мнению, некрупные сервисные компании также могут найти себе применение на поприще возвращения в строй простаивающих скважин.

Директор Института проблем нефти и газа РАН Анатолий Дмитриевский определил развитие России на современном этапе как ресурсно-инновационное и подробно остановился на возможности академической науки в деле повышения энергетической безопасности страны. Советник генерального директора ОАО «Зарубежнефть» Аркадий Боксерман посвятил свое выступление развитию и внедрению современных методов увеличения нефтеотдачи, которые он считает инновационной основой российской нефтедобычи. Проректор МГУ им. М.В. Ломоносова Алексей Хохлов рассказал о новых подходах к подготовке кадров в Нефтегазовом центре МГУ. Отрасль нуждается не столько в узких, сколько в междисциплинарных специалистах, прошедших обучение на стыке наук, к примеру, физики – химии – геологии. Еще одна образовательная тенденция – нацеленность на конкретную тематику, на закрепление полученных знаний в экспедициях, на усиление академического обучения практикоориентированным.

Высоким накалом интеллектуальных страстей отличался и 8-й Российский нефтегазовый конгресс, проходивший параллельно выставке «Нефтегаз 2010». В нем приняло участие около 1000 представителей российской и зарубежной нефтяной и газовой промышленности, отраслевых министерств и ведомств, нефтегазовых ассоциаций из 40 стран.

Делегаты обсудили состояние российского нефтегазового комплекса, энергетическую стратегию России до 2020 года, новые бизнес-стратегии, инновационные технологии в отрасли. Особое внимание было уделено партнерству России и ЕС. Одной из ключевых в свете усложнения отношений России с некоторыми соседями по СНГ стала тема «Северный поток: путь к усилению энергетической безопасности Европы».

Специальное пленарное заседание конгресса было посвящено модернизации нефтегазовой отрасли России. На нем выступили заместитель министра энергетики РФ Сергей Кудряшов, начальник управления энергоэффективности и альтернативной энергетики ОАО «Лукойл» Владимир Станев, директор проекта ОАО «Газпром нефть» Николай Серёгин и другие докладчики.

the innovative security of the Russian fuel and energy complex. More details of the conference can not be given in a review-like article. That is why let's specify some of the most outstanding features that are related to the theme of our journal.

The President of the Russian Union of Oil & Gas Producers Gennadiy Shmal believes that one of the most important trends in the industry development is entry into new O&G producing regions: development of Vankorsky, Talakansky and Verkhnechonsky oil deposits. The Eastern Siberia is the future of the domestic oil and gas industry. According to G. Shmal, today the multipurpose approach is needed when it comes to the use of resources. A good example is demonstrated by RITEK, which successfully applies a number of new technologies in development of Bazhenovsky Formation. The industry requires new mechanisms of interaction between oil business and the government. For instance, it is necessary to get the small oil business involved. Shmal suggests that the smaller companies focus on 26,000 wells that are currently shut-in. We think that medium service companies could also take advantage of bringing the idle wells back to life.

The Director of the Oil and Gas Institute at the Russian Academy of Science Anatoly Dmitriyevsky stated that currently Russia is living through resource-innovative stage of development and dwelled upon the importance of academic science in improving national security of energy supply. The councilor of the director general of Zarubezhneft Arkadiy Bokserman made a speech about development and introduction of modern methods of enhancing oil recovery. He regards them as an innovative basis of Russian oil production. The deputy principal of Lomonosov Moscow State University Aleksey Khokhlov told about new approaches to training personnel applied at MSU's O&G Center. The industry needs not just functional specialists, but rather interdisciplinary human resources trained to work at the intersection of sciences, for instance chemistry and geology physicists. Another educational tendency is a focus on specific subjects, consolidation of acquired knowledge by means of expeditions, strengthening of academic education with practical knowledge.

The 8th Russian O&G Congress, held simultaneously with Neftegaz 2010, was characterized by high intensity of intellectual emotions. It was attended by 1,000 representatives of domestic and foreign oil and gas companies, sectoral ministries and departments, oil and gas associations from 40 states.

The delegates discussed the state of the Russian O&G complex, the energy strategy of Russia until 2020, new business strategies and innovative technologies in the industry. A high priority was



Дискуссия экспертов «Нетрадиционные источники газа в России и мире: технологии и перспективы» проходила при большом стечении не только специалистов нефтегазовой отрасли, но и журналистов. Еще бы: ведь тема сланцевого газа обсуждается повсеместно, поэтому все заинтересованные спешили услышать авторитетные мнения о «сланцевой панацее».

Экспертами выступили академик РАН Анатолий Дмитриевский, советник заместителя председателя правления ОАО «Газпром» Алексей Мастепанов, директор по международным продажам UOP - A Honeywell Company Майкл Феттис, старший директор IHS CERA Тейн Густафсон.

В процессе дискуссии было отмечено, что человечество ныне переживает эпоху смены глобальных энергетических ориентиров. В период 2008–2009 гг. был добыт 81 млрд куб. м газа (по другим источникам, 69 млрд куб. м). К 2020 году планировалось закрытие 10–15% потребности в энергоресурсах за счет сжиженного газа. Но эти планы, по всей вероятности, будут пересмотрены. Тому виной – кажущиеся радужными перспективы добычи сланцевого газа, запасы которого огромны, в частности, в Польше. Было особо подчеркнуто, что сланцевый газ является все же местным видом топлива, и о перспективах его экспорта пока говорить преждевременно. Кроме того, технологии добычи сланцевого газа дороги, поскольку они, как правило, включают в себя бурение горизонтальных скважин или гидравлический разрыв пласта. На пути к разведке месторождений нового источника энергии нужно преодолеть еще и психологический барьер: привить специалистам новое понимание резервуара, из которого может быть получен газ. Ведь рядовому геологу еще совсем недавно

given to partnership between Russia and the EU. In the context of complications of Russia's relations with certain CIS neighbors, one of the key subjects of discussion was "Nord Stream: a Way to Strengthen Security of Energy Supply in Europe".

A special plenary session of the Congress was dedicated to modernization of the Russian O&G industry. It featured the speeches of the Russian Deputy Minister of Energy Sergey Kudriashov, head of the Department of Energy Efficiency and Alternative Energy at Lukoil Vladimir Stanev, director of the project "Gazprom Neft" Nikolai Seregin and other speakers.

Expert discussion "Unconventional Sources of Gas in Russia and the World" enjoyed a large number of participants, and not only oil and gas specialists but also journalists. It is not surprising given that the issue of shale gas is being talked about everywhere. That is why all those interested tried to jump on the chance to hear the expert opinion about 'the shale panacea'.

The expert panel consisted of Anatoly Dmitriyevski, member of the Russian Academy of Science, Alexey Mastepanov, councilor of the deputy chairperson of Gazprom, Michael E. Fettis, Global Sales Director-Gas Processing, UOP – A Honeywell Company, Thane Gustafson, Senior Director, IHS CERA.

The participants of the discussion noted that humanity has entered an era of shift in global energy accents. 81 billion cubic meters of gas were produced in 2008–2009 (69 billion cubic meters, according to other sources). It has been planned that 10–15% of the demand in energy resources would have been satisfied at the cost of liquefied gas by 2020. But

и в голову не могло прийти, что газ нужно искать в... глине!

Так что в оценке стратегических перспектив нового источника энергии эксперты пока осторожны. Что же касается тактических моментов, то слишком много факторов должно сойтись, чтобы добыча сланцевого газа стала выгодной. В качестве примера приводился блокбастер «Идеальный шторм», где идеально-разрушительным шторм сделало, как вы помните, совпадение множества обстоятельств.

Сланцевый газ – притча во языцех, но к перспективным нетрадиционным источникам углеводородов специалисты сегодня относят также нефтеносные пески, битумы, газогидраты, метан угольных пластов, газ больших глубин, газ пластовых вод...

Газ, получаемый при дегазации угольных месторождений (пластов, подземных пространств, шахт), необходимо откачивать в целях безопасности. После ряда трагических событий, произошедших на шахтах, подготовлен законопроект об обязательной дегазации шахт перед разработкой. Его осуществление потребует новых технологий. Весьма эффективным может оказаться для этих целей применение колтюбинга. Откачанный газ, как и другие «нетрадиционные» газы (сланцевый, попутный нефтяной), можно с помощью мембранных технологий очищать, а затем использовать в качестве энергоносителя.

Второй и третий дни конгресса были объявлены соответственно Днем нефти и Днем газа. Основными темами Дня нефти стали необходимость увеличения инвестиций в геологоразведку и глубокую переработку нефти, инновационные технологии нефтедобычи, нефтепереработки и нефтесервиса. Вице-президент ОАО «Роснефть» Михаил Ставский, рассказывая об опыте освоения Ванкорского месторождения, расположенного на севере Красноярского края, отметил, что благодаря применению новых технологий, в частности горизонтального бурения, удалось достичь прироста запасов нефти на одну разведочную скважину в 30 раз выше среднего по России и в 15 раз выше среднего в мире. Для информации: бурение горизонтальной скважины обходится примерно в 2,5 раза дороже, чем вертикальной, а дебит возрастает в среднем в 5 раз.

Начальник управления по недропользованию ОАО «Сургутнефтегаз» Надежда Сергеева подробно проанализировала применение методов интенсификации сервисными подразделениями, которые, как известно, является частью компании. Поскольку месторождения, вводимые в эксплуатацию в последние годы, по большей части являются низкопродуктивными и обладают сложным составом, «Сургутнефтегаз» активно применяет методы специального воздействия на пласт, в частности, закачку нефтеоталкивающих составов в скважину,

these plans are likely to be reconsidered. The rosy prospects of producing shale gas, which had been found in big amount in Poland, seem to be superficial. It was stressed out that shale gas is a local type of fuel and it is too early to talk about export of shale gas. Besides, the technologies of shale gas production are expensive due to the fact that they, as a rule, include horizontal drilling and hydrofracturing.

A psychological barrier should also be broken on the way to exploration of new energy sources. Specialists should get a new understanding of the reservoir, from which the gas can be obtained. It was not until quite recently that a usual geologist would never be able to think of searching gas in ... clay!

That is why the experts have been careful in assessment of the new source of energy so far. When it comes to the aspect of tactics, too many factors should meet to make production of shale gas profitable. An example of blockbuster "The Perfect Storm" was mentioned. In the movie a coincidence of many circumstances brought about an ideal destructive storm.

The raved-about shale gas is not alone on the list of promising unconventional hydrocarbon sources as it also includes: tar sands, bitumens, gas hydrates, coalbed methane, deep gas, formation water gas...

For security reasons it is necessary to pump the gas produced during degassing of coal deposits (formations, underground surfaces, shafts). A bill on compulsory degassing of shafts before development was drafted after a number of tragic events in the shafts. Its implementation will require new technologies. The coiled tubing may turn out to be very effective in this respect. As well as other unconventional gases (shale, associated, oil), the pumped gas can be purified using membrane technology and then used as an energy carrier.

The second and the third days of the Congress were proclaimed Oil Day and Gas Day respectively. The main issue of the Oil day was the need in more investment to exploration and deeper conversion, innovative technologies of production, refining and service. While sharing the experience of developing Vankorsky Field located in the north of Krasnoyarsk Region, Mikhail Stavsky, Vice President of Rosneft stressed out that application of new technologies including horizontal drilling prompted the rise of oil reserves per one pioneer well 30 times higher than the average Russian level and 15 times higher than the global average. For reference: drilling a horizontal well is 2.5 times more expensive than a vertical well with the debit growing 5 times on a par.

The head of the Department on Subsurface Resource Management at Surgutneftegaz Nadezhda Sergeyeva provided a detailed analysis of intensification methods practiced by the company's service subdivisions. Since the fields that came on

бурение горизонтальных скважин и резку боковых стволов.

Одна из секций конгресса называлась «Нефтесервис и бурение. Технологии разработки, добычи и повышения нефтеотдачи пласта». Доклад исполнительного вице-президента ООО «НьюТек Сервисиз» Валерия Бесселя осветил современные тенденции развития нефтесервисов в России, в числе которых докладчик выделил интегрированное управление проектами (бурением и КРС) и поставку высокотехнологичного оборудования (прежде всего, долот, ВЗД, пакеров, ловильного инструмента и систем для резки вторых стволов).

В поле нашей тематики лежит также доклад директора Института химии нефти Сибирского отделения РАН Любови Алтуниной «Комплексные технологии залежей высоковязких нефтей». Профессор подробно остановилась на методе паротеплового воздействия на залежь путем стационарной или циклической закачки пара и созданных в его рамках двух технологиях регулирования фильтрационных потоков при паротепловом воздействии термотропными гелеобразующими системами: полимерными – на основе эфиров целлюлозы и неорганическими системами: соль алюминия – карбамид – вода, а также на технологии чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия нефтевытесняющими композициями на залежи высоковязкой нефти.

Менеджер департамента интегрированного проектирования ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Халим Музипов посвятил свое выступление технологии акустического воздействия на нефтяные пласты. При воздействии ультразвуком на скважинную жидкость происходит акустическая дегазация и вязкость снижается. НТЦ «Интрофизика» разработал для этих целей акустическое устройство, устанавливаемое на устье скважины. Прогнозируемый от внедрения устройства прирост нефти составляет 10%.

Пятидневный форум завершился. Выставка и конгресс оставили ощущение праздника: столько было в эти дни встреч, обсуждений, знакомств, столько вопросов удалось решить, но еще больше – поставить. Подводить итоги в цифрах – неблагоприятное дело, поскольку ценность подобных мероприятий лежит не в сфере абсолютных величин. Да, такие масштабные выставки отсчитывают время, приглашая участников «сверить часы» и определить направления движений. Но гораздо важнее то, что они позволяют окинуть взглядом широкую панораму развития отрасли и на весь ближайший год – до следующей выставки – запечатлеть в памяти стоп-кадр. За год отрасль, и в ней нефтегазосервис, продвинется вперед. И вектор этого движения, как выпущенная стрела, нацелен в сторону инноваций. ☉

Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»

stream during the last few years have low productivity and complicated structure, Surgutneftegaz actively applies the methods of special bed stimulation, such as injection of oil-repellent compositions into formation, drilling horizontal wells and sidetracking.

One of the sections of the Congress was called "Oil Service and Drilling. Technologies of Development, Production and Enhanced Oil Recovery". The report of the executive vice-president of NewTech Services Valery Bessel highlighted modern tendencies in the Russian oilfield service: integrated project management (drilling and workover), supplies of high-tech equipment (in the first place, bits, DDMs, packers, fishing instruments and sidetracking systems).

We also got extremely interested in the report of the director of the Institute of Oil Chemistry at Siberian department of the Russian Academy of Science Lubov Altunina "Complex Technologies of High-Viscosity Oil Deposits". The professor provided a detailed description of the method of steam-heat treatment with stationery and cyclic steam injection and 2 related technologies of filtering streams regulation during steam-heat treatment with thermotropic gel-forming systems: polymeric system, based on cellulose ester, inorganic systems with aluminum salt and water, and technology of alternated steam-heat and physical-chemical treatment of high-viscosity oil deposits with oil-repellent compositions.

Khalim Muzipov, manager of Integrated Design Department at Tyumen Oil Science Center delivered a speech about technology of acoustic treatment on oil reservoirs. The ultrasonic impact on oil well fluid results in acoustic degassing and lowered viscosity. The Research and Development Center Introfizika has designed an acoustic device set on the wellhead to this end. The incremental produced oil volume brought about by the device is estimated to reach 10%.

A 5-day-long forum is over. The Exhibition and the Congress left an impression of a holiday. There were so many meetings, discussions and contacts during these days. So many answers were given and, yet, even more questions were asked. Summing up results in figures is a lowly employment, since the true value of such events is beyond the field of absolute magnitudes. Such large-scale exhibitions count the time, inviting the participants to "synchronize watches" and determine direction. But it is more important that they allow ranging eyes round a vast panorama of the industry development and lodge a still picture till another exhibition next year. During the year the industry, including oil service, will move forward. Like an arrow, the vector of this movement is aimed at innovations. ☉

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

ПЕРЕДНИЙ КРАЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

THE FOREFRONT OF OIL-FIELD CHEMISTRY

Весной нынешнего года РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина получил статус национального исследовательского университета – учебного заведения, где целенаправленно и успешно ведется в равной степени научная и образовательная деятельность.

Губкинский университет, как его ласково, по-дружески называют выпускники, – вуз брендовый. Его диплом дает возможность широкого выбора места работы и успешного карьерного старта. Авторитет вуза в отрасли поддерживается и тем, что его окончили многие ныне высокопоставленные руководители нефтегазовой отрасли России. В университет им. И.М. Губкина неизменно высокий конкурс, что позволяет отобрать лучших абитуриентов, многие из которых уже на младших курсах подключаются к научной работе. Здесь трудится, без преувеличения, звездный преподавательско-профессорский состав, для исследований избирается самая актуальная тематика, а оборудование (к слову, на техническое перевооружение вуза правительством РФ выделено 2 млрд рублей) позволяет вести как прикладные, так и фундаментальные исследования.

Этот университет явился первым отраслевым вузом в стране: в этом году Губкинский отмечает свое восьмидесятилетие. Он стал корнем генеалогического древа всех российских нефтегазовых вузов, которые сегодня готовят специалистов в ряде регионов, прежде всего тех, где ведется нефте- и газодобыча. Ведущий вуз не перестает координировать исследовательскую мысль отрасли, чему в немалой степени способствуют встречи специалистов. Так, каждые два года в университете им. И.М. Губкина собираются профессионалы нефтепромышленной химии.

24–25 июня 2010 года Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромышленная химия» проводилась уже в пятый раз. Мероприятие

This spring Gubkin Russian State University of Oil & Gas acquired the status of the National Research University, a school renowned for a goal-oriented and successful combination of both educational and research activities.

Gubkin University, how the alumni call it, is a branded university. Its graduates have a wide choice of employment opportunities and a successful career start. The reputation of the university in the industry is supported by the fact that there are many top managers of Russian O&G industry among its graduates. Entry to Gubkin University is always highly competitive which allows to choose the best applicants, many of whom join the research activities from the first years of their studies. It may be said without exaggeration that the university has a brilliant faculty, who choose the most relevant themes for research work. The available equipment makes it possible to carry out both applied and fundamental research projects. By the way, the Russian government has allocated 2bn rubles for technical readjustment of the school.

The university was one of the first sectoral schools in the country. This year Gubkin University turns 80. Since its foundation it has become the root of the genealogical tree for all Russian O&G educational institutions, now training specialists in a number of regions, mainly those with active oil and gas production. The leading university keeps on coordinating the research ideas in the industry and meetings of specialists significantly contribute to cooperation. Every second year Gubkin University brings together the professionals of oil-field chemistry.



было посвящено 80-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и 50-летию кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности этого университета.

Традиционно в конференции приняли участие представители ведущих российских научных школ соответствующего профиля: московской, уфимской, казанской, а также специалисты из различных регионов России и СНГ. Доклады были разделены на следующие секции:

- Реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин.
- Реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти.
- Применение химических реагентов при подготовке нефти и газа.
- Разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования.
- Применение водорастворимых полимерных материалов и поверхностно-активных веществ в процессах нефтегазодобычи.
- Экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности.

Остановимся на некоторых докладах, тематика которых определено лежит в поле интересов нашего журнала.

В.Н. Гусаков, представлявший ООО «РН УфаНИПИнефть»,

The 5th All-Russian Scientific and Practical Conference was held on June 24–25, 2010. The event was devoted to the 80th anniversary of Gubkin Russian State University of Oil & Gas and 50th anniversary of the Department of Chemical Agents for Oil and Gas Industry.

Traditionally the conference was attended by representatives of the leading Russian scientific schools of the field: from Moscow, Ufa, Kazan as well as specialists from various regions of Russia and FSU countries. The reports were divided into the following sections:

- Reagents for drilling, well completion and service.
- Reagents and technologies for their application in production enhancement and oil well stimulation.
- Application of chemical reagents for oil and gas treatment.
- Development and application of modern protective material and inhibitors of corrosion, scale and paraffin for oil and gas equipment.
- Application of water-soluble polymeric materials and drilling detergents in production operations.
- Environmental aspects of production and application of chemical reagents in petroleum industry.

We are particularly interested in those reports whose topics are certainly within the domain of our journal.

V.N. Gusakov, who represented RN UfaNIPIneft, delivered a report "Absorption Control During Killing Multiple-zone Wells with Hydraulic Fracturing in Severe Thermobaric Conditions". He told that in

выступил с докладом «Контроль поглощения при глушении многопластовых скважин с ГРП в жестких термобарических условиях». Он рассказал о том, что в 2008 году в ООО «РН-Юганскнефтегаз» были испытаны две технологии контроля поглощения с использованием блокирующих составов глушения (БСГ-МК) на основе суспензии микрокальцита. Обе технологии позволяют эффективно снижать поглощение раствора глушения при ПРС на скважинах с ГРП. В 2009 году была разработана и успешно прошла испытания еще одна технология контроля поглощения – БСГ-галит.

С большим интересом коллегами был прослушан доклад А.Г. Телина, тоже представителя ООО «РН-УфаНИПИнефть», «Физическое моделирование капиллярной пропитки в условиях физико-химического циклического заводнения», в котором были приведены результаты физического моделирования по химическому усилению капиллярной пропитки и циклического воздействия на натурных кернях, показывающие принципиальную возможность увеличения эффективности нестационарного заводнения.

Т.Э. Нигматуллин, также принадлежащий к уфимской научной школе, поделился новыми подходами к проведению РИР по отключению обводненных интервалов пласта. В фокусе доклада – проведение изоляционных работ по снижению попутно добываемой воды на месторождениях, вступивших в последнюю стадию разработки. Для ликвидации заколонной циркуляции жидкости была предложена технология совместного применения цементного раствора и синтетической смолы без разделения их оторочек буферной жидкостью. Довольно широкое применение при проведении РИР получил силикат натрия. Но применение данного материала ограничивается жидкой товарной формой материала и сложностью регулирования времени образования тампонирующей массы. Уфимским исследователям удалось преодолеть



2008 RN-Yuganskneftegaz used 2 technologies of absorption control including blocking absorption compositions (BAC- MC) on the basis of microcalcite slurry. Both technologies allow effectively reducing the killing fluid absorption during well service and hydraulic fracturing. Another absorption control technology (BAC – halite) was developed and successfully tested in 2009.

The audience got extremely interested in the report of A.G. Telin, another representative of RN UfaNIPIneft. His study "Physical Modeling of the Capillary Imbibition in the Conditions of Physical and Chemical Cyclic Flooding" suggests a physical model of chemical amplification of capillary imbibition and cyclic impact on full-scale cores, demonstrating a possibility to raise the efficiency of non-steady water flooding.

T.E. Nigmatullin, who also belongs to Ufa scientific school, shared new approaches to squeeze jobs related to shutting down the watered formation intervals. The report was focused on squeeze jobs, aimed at reducing the amount of water produced at near-depleted wells. In order to eliminate circulation of liquid in the casing string annulus, a technology of joint application of slurry and synthetic resin without dividing their banks by flush fluid was suggested. Sodium silicate found a wide application in squeeze jobs. But the use of this material is limited by liquid commodity form and challenges of timing the formation of tamp mass. Ufa researchers managed to overcome these limitations. The comprehensive solution envisages the use of weak acid as a hardening agent and application of all

эти ограничения. Комплексное решение включает использование в качестве отвердителя слабой кислоты и применение всех компонентов в сухой тампонажной форме. Технология предусматривает приготовление компонентов композиции методом растворения в пресной воде порошкообразных реагентов, их смешении на устье скважины и закачивании в пласт.

С докладом «Опыт и эффективность проведения гидравлических и кислотных разрывов в карбонатных и терригенных пластах месторождений Республики Беларусь» выступил А.В. Дрaбкин, представлявший БелНИПИнефть. Нефтяные месторождения Припятского прогиба отличаются сложными геологическими условиями, поэтому операции ГРП проводились, как правило, на глубоководных карбонатных коллекторах с глубиной залегания до 4500 м. Широкое внедрение технологий ГРП и КГРП в Беларуси было начато в 2007 году после приобретения полного флота ГРП производства СЗАО «Фидмаш», и по состоянию на 01.01.2010 было выполнено 112 скважино-операций по различным технологиям. Поскольку основные залежи месторождений представлены карбонатными коллекторами, наиболее распространенной технологией стал кислотный гидроразрыв пластов. Специалистами БелНИПИнефти было разработано пять технологических схем КГРП, которые применялись в зависимости от свойств конкретного пласта. Применялся также ГРП с закреплением созданных трещин проппантом, причем как на терригенных коллекторах (успешность работ 87%), так и на карбонатных (успешность работ 75%).

Б.Н. Иванов из Казанского государственного технологического университета представил доклад «Общность физических и химических волновых технологий интенсификации процессов добычи и подготовки нефти», в котором делается вывод, что эти технологии стимуляции извлечения и подготовки нефти, несмотря на все внешнее различие (иногда огромное), объединены не только общим функциональным назначением, но и близкими механизмами действия на наноуровне. Секреты технологии комплексного импульсно-волнового и химического воздействия на пласт раскрыл Б.А. Холмский (ЗАО «НТС-Лидер»). Эта технология включает в себя подготовку пласта путем направленного изменения в нем адсорбционной обстановки с помощью кислотной композиции с поверхностно-активными веществами, которая специально подбирается для каждого



the components in a dry tamp form. The technology involves preparation of the components of the composition by dissolving reagent powder in fresh water, its mixing at the well head and pumping into the formation.

The report "Experience and Efficiency of Hydraulic and Acid Fracturing in Carbonate and Terrigenous Formations of the Fields of the Republic of Belarus", was presented by A.B. Drabkin, representative of BelNIPIneft. The oil fields of the Pripyat Depression are characterized by complicated geological conditions. That is why fracturing operations were usually performed there in deep-sunk carbonate basins with stratification depth of 4,500 m. Wide application of hydraulic and acid fracturing technologies started in Belarus in 2007, after the purchase of a complete formation hydraulic fleet manufactured by NOV Fidmash. As of 01.01.10., 112 downhole operations with various technologies had been performed. Since the main field deposits include carbonate basins, acid hydraulic fracturing became the most frequently applied technology. The specialists of BelNIPIneft has developed 5 technological schemes of acid frac operations depending on specific properties of the given formation. HF followed by filling the produced fractures with proppant was applied as well, both in terrigenous basins (operational efficiency – 87%) and carbonate ones (operational efficiency – 75%).

B.N. Ivanov from Kazan State Technological University presented a report "Similarities of Physical and Chemical Wave Technologies of Oil Production and Treatment Enhancement". He made a conclusion

объекта в соответствии с геолого-техническими характеристиками. Затем проводятся низкочастотные колебания, увеличивающие подвижность образовавшихся адсорбционных слоев.

С рядом докладов выступили и хозяева конференции – представители Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Л.А. Магадова озвучила доклад «Фильтрационные исследования полисахаридной жидкости глушения скважин (ПСЖГ) в условиях, моделирующих трещину ГРП». ПСЖГ на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров, обладающие невысокой вязкостью и низкой фильтрационной способностью. За счет добавления сшивающих агентов полисахаридный водный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины при пластовой температуре до 100 °С. Для оценки восстановления проводимости трещины после применения ПСЖГ в скважинах, прошедших ГРП, были проведены комплексные лабораторные исследования. Полученные результаты позволяют рекомендовать использование ПСЖГ при глушении скважин после ГРП.

В докладе Н.Н. Ефимова «Комплексная технология селективной изоляции водопритоков растворами на углеводородной основе» был обобщен опыт применения безводного тампонажного раствора на углеводородной основе для селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах, показавший высокую эффективность РИР в тех случаях, когда скважину после глушения переводили на безводную нефть. А затем производили нагнетание цементного раствора в интервал перфорации.

На конференции было представлено в совокупности 39 докладов – внушительное число! Вне всякого сомнения, результаты, изложенные в выступлениях и материалах конференции, представляют срез самой передовой отечественной мысли в области нефтепромышленной химии. Но главное, чем, мы уверены, конференция запомнилась ее участникам, – это особая творческая атмосфера, которая объединяет коллег, заряжает энергией для дальнейших исследований. Эту атмосферу невозможно скопировать в другом месте, а можно только повторить здесь, в стенах Губкинского университета, в другое время, когда специалисты вновь соберутся на свою главную профессиональную конференцию. ☉

Иван СИДОРОВ, «Время колтюбинга»

that these technologies of enhancing oil recovery and treatment, in spite of their external difference (sometimes very considerable), are united not only by common function, but also by close modes of action on the nanoscale.

The secrets of the technology of impulse/wave and chemical effect on the formation were unveiled by B.A. Kholmski (NTS Leader). The technology includes preparation of the formation by the controlled change of the adsorption conditions via acid composition including surfactants. It is individually selected for every site in compliance with geological and technical characteristics. Then the low frequency oscillations are applied in order to increase the mobility of the emerged adsorption layers.

A number of reports were presented by the host of the conference, representatives of the Institute of Oilfield Chemistry at Gubkin Russian State University of Oil and Gas. L.A. Magadova presented the report "Filtration Test of Polysaccharide Well Killing Liquid (PWKL) in the Modeled Frac Conditions". Water- or water-salt based PWKL are gels produced from modified guar with low viscosity and low filterability. When consolidation agents are added, the polysaccharide water gel turns into a single consolidated structure, which effectively blocks large pores and fractures under formation temperature of up to 100 °C. Comprehensive laboratory testing was carried out in order to assess the restored fracture conductivity after PWKL is applied in the wells subjected to hydrofracturing. The obtained results show that the use of PWKL is recommended for well killing after hydraulic fracturing.

The report of N.N. Yefimov "Comprehensive Technology of Selective Isolation of Water Influx by Hydrocarbon Solutions" summed up the experience of using anhydrous tamp solution for selective isolation of water influxes in oil wells. It added high efficiency to squeeze jobs in cases, when the well was shifted to dry crude oil after killing, followed by slurry being pumped into the perforation interval.

In total, the conference featured 39 reports, which is an impressive number! Undoubtedly, the results of research activities revealed in the reports and Conference Proceedings represent a sample of advanced work of domestic oil-field chemistry think tank. However, we are sure that the conference will stay in the memory of its participant thanks to its unique creative atmosphere uniting the colleagues and filling them with energy for further research work. There is no way one can feel this atmosphere elsewhere outside the walls of Gubkin University, however it can be experienced again, when the specialists will meet to take part in next conference, their main professional forum. ☉

Ivan SIDOROV, Coiled Tubing Times

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17. факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Представительство в России «ФИДсервис»,
тел.: +7 (916) 281 15 53



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

NOV **Fidmash**

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033, Belarus, Minsk, Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17, fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidrtashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО НЕФТИ И ГАЗУ

2010 • 2011



Ufi
Approved
Event



KIOGE

18-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 — 9 октября 2010
Алматы, Казахстан



TUROGE

10-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

16 — 17 марта 2011
Анкара, Турция

NEW

**PETROTECH
2010**

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ

31 октября — 3 ноября 2010
Нью Дели, Индия

Ufi
Approved
Event



OGU

15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

17 — 19 мая 2011
Ташкент, Узбекистан



MANGYSTAU
OIL & GAS

5-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

2 — 4 ноября 2010
Актау, Казахстан

TGC 2011

2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА

1 — 2 июня 2011
Аваза, Туркменбаши,
Туркменистан



OILTECH
MANGYSTAU

2-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

2 — 3 ноября 2010
Актау, Казахстан

Ufi
Approved
Event



CASPIAN
OIL & GAS

18-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

7 — 10 июня 2011
Баку, Азербайджан



OGT
2010

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

17 — 19 ноября 2010
Ашхабад, Туркменистан

Ufi
Approved
Event



MIOGE

11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»

21 — 24 июня 2011
Москва, Россия

NEW

SEAS5

5-я АЛЖИРСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

28 ноября — 2 декабря 2010
Оран, Алжир

Ufi
Approved
Event



RPGC

9-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

21 — 23 июня 2011
Москва, Россия



ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC МОСКВА
Тел.: +7 (495) 935 7350
+7 (495) 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru



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



ЗАЯВЛЕНИЕ

Задача Ассоциации ICoTA состоит в поощрении обмена информацией, обобщении опыта применения инновационных технологий, содействии внедрению стандартов безопасности, профессиональной подготовки и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»), получившее право распространять привилегии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA в России, приглашает в свои ряды специалистов нефтегазового сервиса.

Члены ICoTA получают:

- право на участие в мероприятиях международного и регионального уровней, проводимых ICoTA, со скидками, предусмотренными организационными комитетами соответствующих мероприятий. Одним из таких мероприятий станет 11-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», которая состоится 15–17 сентября 2010 г. в Москве, в гостинице «Ренессанс Москва». Членам ICoTA будет предоставлена 20-процентная скидка при оплате участия;
- право на пользование ресурсами сайта Ассоциации <http://www.icota.com> по специальному доступу и получение презентаций докладов, представленных на ведущих форумах ICoTA в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере;
- доступ к всемирной базе членов ICoTA, что создаст прекрасные возможности для расширения деловых контактов.

Индивидуальный членский взнос на 1 год составляет 1500 рублей.

Для вступления в ICoTA заполните, пожалуйста, следующую анкету:

Организация/компания/структура _____

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон _____ Факс _____

Почтовый адрес _____

Индекс _____

Хотите ли Вы, чтобы Ваша контактная информация была размещена в каталоге членов ICoTA?

да нет

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу +7 499 788 9119 или по электронной почте ovg@cctimes.org





APPLICATION

Mission Statement: The mission of the Intervention & Coiled Tubing Association is to enhance Communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and industry-accepted practices within the Well Intervention and Coiled Tubing industries.



Membership Category and Annual Membership Fee

Corporate Member: Applicable to organizations or individuals participating with a key role within the coiled tubing industry. Acceptance subject to ICoTA Board of Directors approval. [] US\$ 1,000

Individual Member: Applicable to individuals with a declared technical or commercial interest in the coiled tubing industry. Eligible to participate on working committees and task groups [] US\$ 50.00

Organization or Company _____

Contact Name (Last) _____ (First) _____

Job Title _____

Company Business Interests (e.g., operator, tool rental, CT service, etc.) _____

Mailing Address _____

City _____ State/Province _____

Postal/Zip Code _____ Country _____

Telephone No.: _____ Fax No.: _____

E-mail: _____

Method of Payment / Transaction Details:

[] Credit Card # _____ Zip Code: _____

Expiration date: __/__/__ Cardholder's Signature: _____

[] Cash or Check (Checks and Money Orders should be made payable to: "ICoTA")

Are you interested in participating on working committees and/or task groups? [] Yes [] No

Would you like your contact information listed in our member directory? [] Yes [] No

Chapter Preference for individual members:

[] Canadian [] European [] USA [] Latin American [] Russian

Send this completed form and supporting payment to:

ICoTA
P.O. Box 1082
Montgomery, TX 77356
Fax to +1 832 201 9977-OR- e-mail to ababin@icota.com



NOV NATIONAL OILWELL VARCO

DOWNHOLE



ПРОГРЕСС ТЕХНОЛОГИЙ

**Подземное оборудование
НЭШЕНЛ ОЙЛВЭЛ ВАРКО
для ГНКТ и завершения скважин
при помощи ГНКТ**

Московское
представительство
Нэшнл Ойлвэл Варко
Подземное оборудование
+7 495 783 8550
E-mail: downhole@nov.com
www.nov.com/downhole

ОДНА КОМПАНИЯ – БЕСКОНЕЧНОЕ МНОЖЕСТВО РЕШЕНИЙ

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОБМЕНА ЗНАНИЯМИ И ОПЫТОМ NEW OPPORTUNITIES FOR EXCHANGE OF KNOWLEDGE AND EXPERIENCE



Новые возможности для обмена знаниями и опытом предоставила своим участникам 5-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», которая проходила 24–29 мая 2010 г. в курортном комплексе «Надежда» г. Геленджик.

Участники конференции получили возможность обсудить наиболее актуальные проблемы отрасли. Организатором юбилейной конференции является ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». Генеральным спонсором мероприятия выступила ОАО НПФ «Пакер». Спонсорами конференции 2010 года также стали ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Югсон-

New opportunities for exchange of knowledge and experience emerged for the participants of the 5th International Scientific and Practical Conference "Modern Workover and Production Enhancement Technologies, Avenues of Development". It took place in holiday resort Nadezhda, Gelendzhik, on May 24–29, 2010.

The participants of the conference had a chance to discuss the most relevant problems of the industry. The jubilee conference was organized by the research & production company Nitpo. The general sponsor of the event was Packer. Among other sponsors of the conference are Gazprom Dobycha Krasnodar, Yugson Service, Zirax and BITTEHNKA.

The conference became a ground for discussion of the industry problems and sharing experience



Международная научно-практическая конференция и выставка СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН



27 сентября – 2 октября 2010 года, отель «Надежда SPA&Морской рай», г. Геленджик

Научно-производственной фирмой «Нитпо» и национальным отраслевым журналом «Нефтегазовая Вертикаль» принято решение о совместном проведении выставки-конференции «Строительство и ремонт скважин '2010» в одном из отелей на черноморском побережье Краснодарского края. Мы уверены, что объединение наших усилий позволит сделать программу

мероприятия профессиональной и актуальной, доклады исключительно практическими, а участие наших уважаемых гостей максимально комфортным.

Приглашаем Вас принять участие в конференции. Для представителей компаний, уже принимавших участие в мероприятиях Организаторов, подготовлены специальные условия участия.



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



СПОНСОР



Югон-Сервис
НЕФТЯНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И
ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

ТЕХНОЛОГИЧНЫЙ
СПОНСОР



MIRRICO
Группа компаний
"МИРРИКО"

СПОНСОР
КОФЕ-БРЕЙКОВ



Эффективные решения
для КРС и ПНП

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС резкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговое бурение; оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, химических материалов и реагентов;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность...

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:



ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:

Краснодар: тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)
www.oilgasconference.ru, e-mail: oilgasconference@mail.ru

Москва: тел./факс: +7 (495) 510-57-24
www.ngv.ru, e-mail: drilling@ngv.ru



ООО «Научно-производственная фирма
«Нитпо»



Сервис», ООО «Зиракс» и ООО «БИТТЕХНИКА».

Конференция выступила площадкой, на которой смогли обсудить проблемы отрасли и поделиться опытом как представители недропользователей (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и др.), сервисных компаний (ООО «Управление по капитальному ремонту скважин», ООО «Мегион-Сервис», ОАО «Когалымнефтепрогресс», ООО «Урал-Дизайн-ПНП» и др.), научно-исследовательских и проектных институтов («КогалымНИПИнефть», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «ТюменНИИгипрогаз», РУП «ПО «Белоруснефть», ООО НИПИ «Нефтегаз» SOCAR и др.), так и производители нефтегазового оборудования, материалов и химических реагентов (ООО «ВНИИБТ-буровой инструмент», ООО «ПК «Борец», ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров», ЗАО «Полиэкс» и др.) Конференция стала значимым событием для специалистов отрасли.

Большинство участников конференции отметили все возрастающую роль капитального ремонта скважин в процессе добычи нефти и газа. Особое внимание было уделено проблемам совершенствования технологий водоизоляционных работ, гидроразрыва пласта и глушения скважин, предложены пути их решения, основанные на использовании нового высокоэффективного внутрискважинного и колтюбингового оборудования, современных материалов и химических реагентов.

В работе конференции приняли участие 122 делегата от 70 компаний. Итогом конференции стал круглый стол, на котором обсуждались вопросы, не затронутые в темах докладов, но имеющие большое значение для отрасли. Еще одним итогом стало решение научно-производственной фирмы «Нитпо» и национального отраслевого журнала «Нефтегазовая Вертикаль» о совместном проведении в конце сентября текущего года выставки-конференции «Строительство и ремонт скважин 2010» в одном из отелей на черноморском побережье Краснодарского края. Более подробно с условиями участия можно ознакомиться на сайте конференции www.oilgasconference.ru или по телефону в Краснодаре +7 (861) 248-94-51 (-54). ☉



between operators (Rosneft, GAZPROM NEFT, TNK-BP Management, LUKOIL Western Siberia, service companies Well Workover Division, Megion Service, kKagalymnefteprogres, Ural Design PNP, research, development and design institutes (Kagalym R&P Institute of Oil, RN Ufa R&P Institute of Oil, Tyumen Giprogaz R&D Institute., Belarusneft, Neftegaz SOCAR R&D Institute) and producers of O&G equipment, materials and chemical reagents (BNIIBT Drilling Instrument, Borets, Borovichi Works of Refractory Products, Poliex, etc. The conference became a landmark event for the specialists of the industry.

Most of the participants of the conference noted the growing role of well workover in oil and gas production. A high priority was given to the improvement of water isolation technologies, hydrofracturing and well killing operations. Solutions based on the use of highly effective downhole and CT equipment, modern materials and chemical reagents were suggested.

122 delegates from 70 companies took part in the conference. It resulted in a round table aimed at discussion of the aspects that were not covered by the reports, but that are still, very important for the industry. One of the results of the event was the decision of the research & production company Nitpo and national industry journal Oil and Gas Vertical to hold a conference and exhibition "Well Construction and Service 2010" at one of the hotels of the Black Sea coast of Krasnodarski Krai in late September. You can learn more about the conditions of participation at the website of the conference www.oilgasconference.ru or by phone in Krasnodar +7 (861) 248-94-51 (-54). ☉

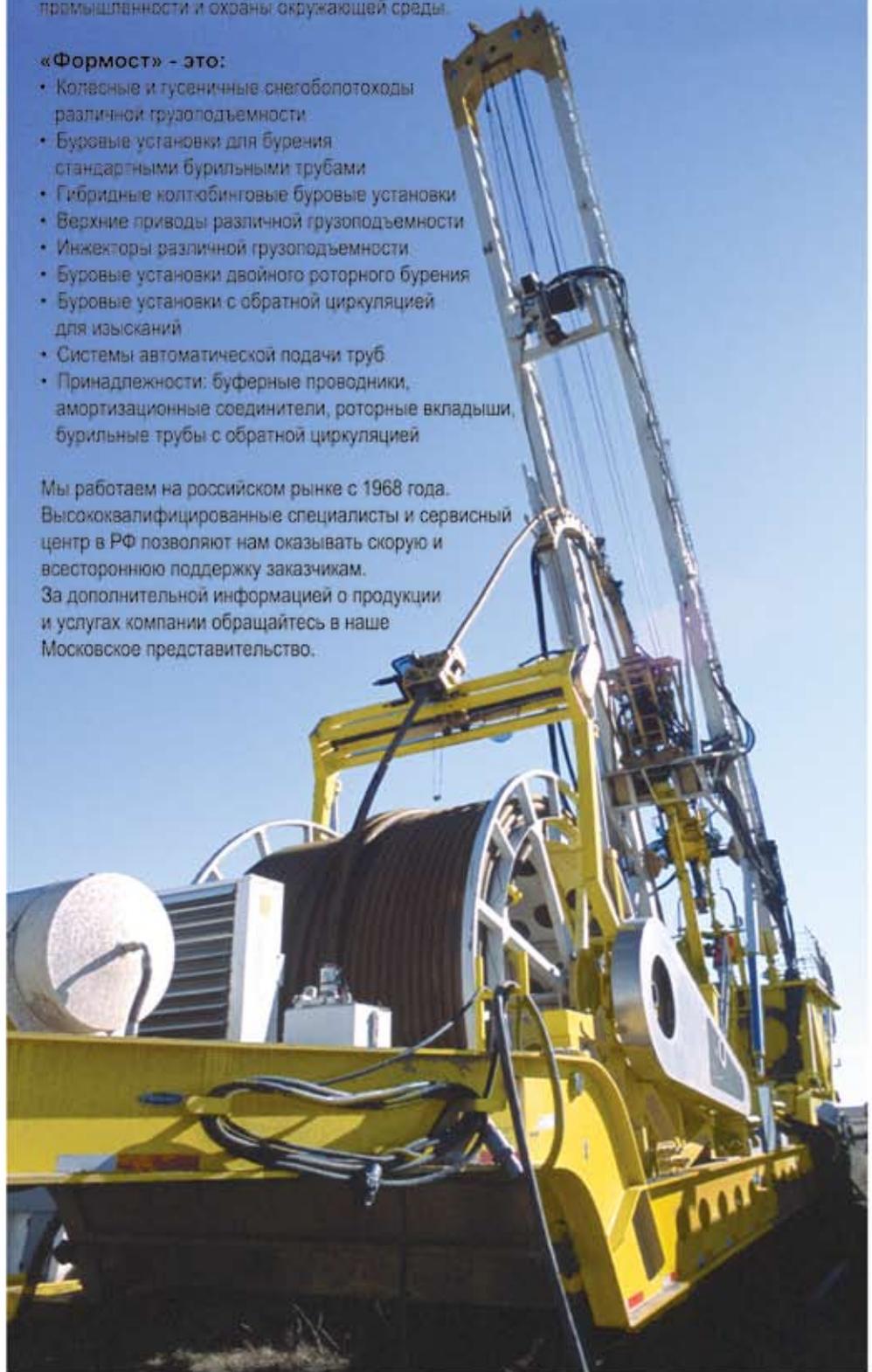
FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными буровыми трубами
- Гибридные колдобинговые буровые установки
- 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, буровые трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед» 119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11-12
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.com
Web-site: www. foremost.ca (доступна русская версия)

ТАТНЕФТИ – 60!

TATNEFT TURNS 60!

В 2010 году исполняется 60 лет со дня образования компании «Татнефть».

Шесть десятков лет назад, в 1950 году, вышло постановление Совета министров СССР, на основе которого было организовано объединение «Татнефть» в составе нефтедобывающих трестов «Бавлынефть», «Бугульманефть», бурового треста «Татбурнефть», строительно-монтажного треста «Татнефтепромстрой», проектной конторы «Татнефтепроект».

К этому времени в Татарской АССР были открыты месторождения нефти с суммарными промышленными запасами 430 млн тонн. Но, несмотря на то, что к началу 1950-х гг. республика располагала самыми крупными в стране промышленными запасами нефти, нефтедобывающая промышленность была развита слабо (пробурено 100 тыс. метров горных пород, построена 41 скважина).

С образованием объединения «Татнефть» начался стремительный взлет нефтедобывающей промышленности Татарстана. В 1994 году объединение «Татнефть» было преобразовано в акционерное общество, что придало новый импульс развитию. Меньше чем через десятилетие Татнефть вошла в первую десятку нефтяных компаний России. Рейтинг The 2005 Russia 50 был сделан по стандартам знаменитого списка Fortune 500 и впервые опубликован в журнале «Большой бизнес».

На протяжении всей своей истории компания славилась стремлением к внедрению новейших технологий, к изобретательству и рационализаторству. Одними из первых в России татарстанцы реализовали идею многоствольного бурения, бурения горизонтальных скважин на депрессии, приступили к бурению многозабойных скважин, освоили технологию парогравитационного дренажа. Опережать время нефтяникам помогает наука: созданный в 1956 году Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) является одним из крупнейших исследовательских центров отрасли.

Колтюбинговые технологии используются в Татарстане с 1998 года, когда была приобретена первая установка. В период до 2000 года с помощью трех установок были освоены промывки забоев скважин, очистки НКТ и эксплуатационных колонн. До 2003 года были приобретены еще две установки (М10 и М1002 производства СЗАО «Фидмаш») и освоены более сложные технологии:



In 2010 the company turned 60. Sixty years ago, in 1950, the ruling of the Council of Ministers of the USSR endorsed the foundation of the association Taneft, which engulfed oil producing trusts Bavlyneft, Bugulmaneft, drilling trust Tatburneft, building and installation trust Tatneftepromstroj and design office Tatnefteproekt.

Oilfields with total industrial deposits of 430m tons had been discovered in Tatar ASSR by that time. Though the republic possessed the biggest industrial deposits of oil in early 1950s, oil production was underdeveloped (100 thousand meters of rocks drilled and 41 wells constructed)

As soon as association Taneft was founded, a precipitate ascent of oil and gas industry began in Tatarstan. In 1994 Taneft was turned into a joint stock company, which gave a new impetus to its development. In less than a decade Taneft entered A-10 list of the best Russian oil companies. It was also present in The 2005 Russia 50 rating made according to the standards of the famous Fortune 500 list and published in Big Business.

Throughout its entire history the company was noted for its striving for introduction of the latest technologies, inventions and efficiency drive. It was one of the first Russian companies to implement

водоизоляционные работы, установки цементных мостов, работы с наддувными пакерами, начато исследование горизонтальных скважин. С 2003 года практикуются работы по межтрубному пространству установкой M1002, имеющей порталный кран, малогабаритный инжектор и использующей гибкую трубу диаметром 25,4 мм. С закупкой малогабаритного внутрискважинного оборудования производства Baker Hughes перечень предлагаемых услуг расширился и стал включать в себя бурение цементных мостов большой протяженности, герметизацию эксплуатационных колонн, ликвидацию скважин, работы в нестандартных колоннах, отрезание прихваченных НКТ, вымыв пропанта, струйное вскрытие. Оно основано на технологии радиального вскрытия. Основное назначение – вскрытие пластов после проведения водоизоляционных работ под давлением через интервал перфорации. Глубина вскрытия достигает 5 метров. Эта прогрессивная технология создана специалистами ТатНИПИнефть.

В 2008 году в рамках реструктуризации из состава ОАО «Татнефть» были выведены непрофильные виды деятельности, качественно реорганизована система управления нефтяным сервисом, сформирован институт управляющих компаний по сегментам деятельности. Подразделения капитального ремонта скважин, повышения нефтеотдачи пластов, производства химической продукции были собраны в холдинговой компании под управлением ООО «Татнефть-РемСервис». В общей сложности в нее входит шесть дочерних компаний. В одной из них – ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – сосредоточен колтюбинговый флот, ныне насчитывающий 7 установок, которыми ежегодно выполняется более 700 обработок. Работы проводятся в Республике Татарстан, Самарской и Оренбургской областях.

Специалистами-нефтесервисниками освоено 32 технологические операции. В каждом из направлений они стараются дифференцировать технологии, расширить номенклатуру. Сегодня по межтрубному пространству выполняются работы по солянокислотной и глиноокислотной ОПЗ, закачке реагентов ПНП, ОПЗ реагентом Шешма, селективной изоляции вод реагентом АКОР-БН, промывке скважины от АСПО. Совершенствуется технология селективного доступа в стволы многозбойных скважин. Работы проводятся совместно с ТатНИПИнефть, которым разработаны две оригинальные конструкции гидравлических отклонителей. Уникальным можно считать проведение работ с баржи по переликвидации скважины, расположенной в акватории реки в зоне подтопления. Проведен полноценный ремонт скважины с разбуриванием двух цементных мостов, выполнением комплекса геофизических

an idea of multihole drilling and horizontal underbalanced drilling, tried branched drilling and mastered the technology of steam and gravity drainage. Science helps oilers to be ahead of the time. The Tatar Research and Planning Institute of Oil, founded in 1956, is one of the leading research centers in the industry.

CT technologies have been used in Tatarstan since 1998, when the first unit was acquired. Flushing of bottom hole, washing the tubing and production strings had been mastered in the period before 2000 with the help of 3 units. Two more units produced by Fidmash (M10 и M1002) had been purchased by 2003. They helped to apply more complicated technologies: water isolation works, placing cement plugs, operations with expanding packers, research of horizontal wells. Starting from 2003 the company has practiced operations in the annular space with the unit M1002 having a bridge crane, small-sized injector and a CT with 25.4 mm OD. The acquisition of small-sized downhole equipment produced by Baker Hughes helped it to expand the list of services so as to engulf drilling long cement plugs, sealing productions strings, operations in nonstandard streams, cutting off stuck tubing, proppant wash-out, jet completion. The latter is based on radial completion technology. It is mainly aimed at drilling formations under pressure after water isolation works through the perforation interval. The depth of completion may reach 5 meters. This advanced technology was developed by specialists of Tatar Research and Planning Institute of Oil.

The reorganization of 2008 removed some non-core activities from the structure of Tatneft, reorganized the system of management in oil service, and created a system of managing companies according to the segments of activities. Subdivisions on well workover, production enhancement, manufacturing of chemical products were included in a holding company headed by Tatneft-RemService. In total it consists of 6 companies. One of them, Tatneft-AktubinskRemService, concentrated the coiled tubing fleet including 7 units, which perform over 700 operations a year in the Republic of Tatarstan, Samara and Orenburg regions.

Oil service specialists have mastered 32 technological operations. They try to differentiate and expand technologies in every field. For example, in the annular space they perform operations on hydrochloric and MA bottom hole treatment, pumping reagents for oil recovery enhancement, bottom hole treatment with Sheshma reagent, selective waters isolation with AKOR-BN reagents, cleaning the well from asphalt, resin and paraffin deposits. The technology of selective access to the bores of downhole splitters is being advanced as well. The operations are performed together with Tatar Research and Planning Institute of Oil, which developed 2 original designs of hydraulic diverters.

исследований, отключением пласта и установкой цементных мостов и цементной тумбы на устье скважины. В настоящее время в некоторых НГДУ используется так называемый поточный метод ремонта, когда в работах задействовано несколько специализированных подрядчиков. При таком подходе заказчик экономит затраты на ремонт скважины, поскольку исключаются технологические перерывы, связанные с ожиданиями затвердевания цемента, восстановления температуры и результатов исследований.

За счет совершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов в ОАО «Татнефть» в 2009 году было добыто 44% нефти. Общее количество добытого в прошлом году черного золота – 25 млн 850 тыс. тонн. Это максимальный уровень за последние 15 лет. Объединение уверенно идет вперед, показывая пример внедрения новейших технологий, которые помогают не только увеличить прирост добычи углеводородного сырья, но и сохранить в первозданном виде прекрасную природу Татарстана.

Barge operation on repeated abandonment of a well, located in the river area, in the underflooding zone, is unique as well. The company undertook a wholesome well service with drilling out 2 cement plugs, a range of geophysical studies, reservoir shutoff and placing cement plugs and cement pier in the wellhead. The so-called "production line maintenance" with several specialized contractors involved is used by some O&G producers at the moment. It helps the customer to save on well service, as it excludes technological breaks prompted by waits on cement, recovery of temperature and research results.

Tatneft owes 44% of oil produced in 2009 to the development of production enhancement technologies. The total amount of oil recovered last year is 25.85 million tons. This is the highest level in 15 years. The company is advancing steadily showing an example of how state-of-the-art technologies can not only enhance the production, but also conserve beautiful nature of Tatarstan.

РОСНЕФТИ – 15! ROSNEFT TURNS 15!

Роснефть – одна из крупнейших вертикально интегрированных нефтяных акционерных компаний, которые возникли в результате крупномасштабной приватизации российской нефтяной отрасли после распада Советского Союза.

В 1995 году постановлением Правительства России Роснефть была преобразована в акционерное общество открытого типа. С этой даты и ведет отсчет современная компания.

Сегодня Роснефть – лидер российской нефтяной отрасли и одна из крупнейших публичных нефтегазовых компаний мира. Основными видами ее деятельности являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов и продукции нефтехимии, а также сбыт произведенной продукции. Компания включена в перечень стратегических предприятий России.

География деятельности Роснефти в секторе разведки и добычи охватывает все основные нефтегазоносные провинции России: Западную Сибирь, Южную и Центральную Россию, Тимано-Печору, Восточную Сибирь, Дальний Восток. Компания реализует также проекты в Казахстане и Алжире.

Основное конкурентное преимущество Роснефти – размер и качество ее ресурсной базы. Компания



Рosneft is one of the biggest vertically integrated oil stock companies, which emerged as a result of large-scale privatization of Russian oil industry after the collapse of the Soviet Union.

In 1995 the decree of the Government of Russia made Rosneft an open joint stock company. The modern company dates starting from this moment.

располагает 22,9 млрд барр. н. э. доказанных запасов, что является одним из лучших показателей среди публичных нефтегазовых компаний мира. При этом по запасам жидких углеводородов Роснефть является безусловным лидером. Обеспеченность компании доказанными запасами углеводородов составляет 26 лет, а большая часть запасов относится к категории традиционных, что дает возможность эффективно наращивать добычу. Компания располагает также 14,1 млрд барр. н. э. вероятных запасов и 11,1 млрд барр. н. э. возможных запасов, которые станут источником восполнения доказанных запасов в будущем.

Роснефть последовательно реализует стратегию приобретения новых активов на территории России, обращая особое внимание на геологические характеристики месторождений и эффективность транспортировки продукции.

В декабре 2004 года компания приобрела контрольный пакет акций Юганскнефтегаза, одного из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. В результате в 2005 году она стала вторым крупнейшим российским производителем нефти и газа со среднесуточной добычей 1,69 млн барр. н.э.

В 2009 году ввела в промышленную эксплуатацию крупнейшее месторождение Восточной Сибири – Ванкорское, достоверные запасы которого составляют 200 млн тонн нефти, а ожидаемые объемы добычи – порядка 25 млн тонн сырой нефти в год.

Что касается нефтегазового сервиса, то с 2006 года Роснефть с целью оптимизации работы начала интенсивно создавать сеть дочерних сервисных компаний, специализирующихся на определенных направлениях оказания услуг: ООО «РН-Бурение», ООО «РН-Сервис», ООО «РН-Энерго» и др. Например, ООО «РН-Бурение» собственными силами осуществляет весь комплекс работ по строительству скважин – от обустройства площадки бурения до спуска насосного оборудования, а также специализируется на строительстве горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов из скважин эксплуатационного фонда. ООО «РН-Сервис» объединяет бригады текущего, подземного и капитального ремонта скважин, а также специализируется на услугах по повышению нефтеотдачи пластов. Сервисными «дочками» компании осуществляется большой объем операций по оптимизации работы скважин и воздействию на призабойную зону пласта. Достаточно широко используется ГРП.

На месторождениях Роснефти работают также привлеченные подрядчики, в частности, на Ванкорском месторождении услуги в области использования колтюбинга Роснефти оказывает Trican Well Service.

Развитие и использование новых технологий Роснефть считает одним из стратегических направлений своей деятельности.

Today Rosneft is a leader of Russian oil industry and one of the biggest public O&G companies in the world. Its main activities include exploration and production of oil and gas, manufacturing and selling oil and petrochemical products. The company is included in the list of strategic enterprises of Russia.

The geography of Rosneft's exploration and production activity engulfs all major oil bearing provinces of Russia: Western Siberia, Southern and Central Russia, Timano-Pechora, Eastern Siberia and Far East. The company also carries out projects in Kazakhstan and Algeria.

The main competitive advantage of Rosneft is the size and quality of its resource base. The company owes 22.9bn BOD of the reserves proven, which is one of the best figures among public O&G companies in the world. Rosneft is an ultimate leader in liquids reserves. The ratio of the company's proven reserves is 26 years and most of the reserves fall under the category of traditional ones, which allows boosting production. The company also possesses 14.1bn BOD of prospective reserves and 11.1bn BOD of possible reserves, which are going to supply the proven reserves in the future. Rosneft sticks to the strategy of purchasing new assets on the territory of Russia giving a high priority to the geological characteristics of the fields and efficacy of product transportation. In December 2004 the company acquired the controlling interest of Uganskneftegz, one of the major oil producers in Russia. As a result it became the second biggest O&G producer in Russian with the daily rate of recovery of 1.69m BOD. In 2009 it launched into commercial production one of the richest fields of Eastern Siberia – Vakorsky. Its verified reserved amount to 200m tons and the expected volume of production is some 25 million tons of crude oil a year.

As far as O&G service is concerned, in 2006 Rosneft decided to optimize operations by creating a network of subsidiary companies specializing in certain types of services: RN Bureniye, RN Service, RN Energo. For example, RN Bureniye single-handedly performs the whole variety of operations on well construction – starting from preparing the drilling site to lowering of pump equipment. It also specializes in construction of horizontal bores from the operating well stock. RN Service unites maintenance, underground service and well workover teams and specializes in production enhancement services. The subsidiary companies do a big volume of operation on optimization of well performance and bottom hole treatment. Hydrofracturing is widely practiced as well.

A number of contractors work on Rosneft's fields as well. For Instance Trican Well Service performs CT operations for Rosneft at Vankorsky Field.

Rosneft adheres to the development and application of new technologies as one of the key priorities in its activity.

ЖУРНАЛУ «НЕФТЬ И ГАЗ ЕВРАЗИЯ» – 10!

OIL & GAS EURASIA JOURNAL TURNS 10!

Журнал «Нефть и газ Евразия» отпраздновал свою первую круглую дату в России.

Празднование проходило в рамках Российского нефтегазового конгресса и выставки «НЕФТЕГАЗ 2010», в качестве одного из золотых спонсоров которых выступал журнал. Торжественный прием в честь юбиляра состоялся в бизнес-центре «Лотте Плаза» на Новом Арбате в Москве.

«Нефть и газ Евразия» – двуязычное (параллельный английский и русский текст) издание типа «бизнес-для-бизнеса», финансируемое за счет рекламы. За прошедшие годы журналу благодаря широкому распространению удалось стать своеобразным аналогом проекта «Из рук в руки» на российском рынке нефтегазовых изданий.

Бессменно редакцией руководит Пэт Дэвис Шимчак, которая впервые в России показала, каким должно быть деловое профильное издание и как нужно работать над ним. Проект «Нефть и газ Евразия» разработал уникальную стратегию получения рекламы, которую до сих пор не удалось скопировать никому из конкурентов. Журнал остается первым и единственным в России, прошедшим аудиторскую проверку тиража ВРА.

К своему десятилетию журнал «Нефть и газ Евразия» выпустил футболки с девизом: «Скажи „нет“ кризису вместе с нами» и юбилейный номер, содержащий ряд материалов, в которых подводятся итоги первых 10 лет работы на российском рынке и намечаются новые перспективы. Мы верим, что они у коллег замечательные!



Пэт Дэвис Шимчак, издатель и главный редактор журнала Pat Davis Szymczak, publisher & editor-in-chief

The journal Oil & Gas Eurasia has marked its first good round figure in Russia.

The celebration made part of the Russian O&G Congress and exhibition NEFTEGAZ 2010. The journal was one of its major sponsors. A solemn reception in honor of the anniversary took place in business center Lotte Plaza at Novy Arbat in Moscow.

Oil & Gas Eurasia is a bilingual (Russian and English) edition of business-for-business type, financed at the cost of advertisement. Due to a wide circulation, the journal managed to become the principal advertizing edition at the Russian market of O&G media during the last few years.

Pat Davis Szymczak has been the only editor-in-chief from the time of the journal's foundation. She was the first in Russia to demonstrate what a business core publication should be like and how you should work at it. The project Oil & Gas Eurasia developed a unique advertisement drawing strategy that none of the competitors managed to copy. It is the first and the only Russian journal, which passed BPA circulation audit.

Oil & Gas Eurasia has produced football shirts with a slogan "Say 'no' to crisis together with us" for its 10th anniversary and released a jubilee edition summing up the results of its first 10 years of working at the Russian market and outlining new perspectives. We believe that they are really great.

**РЕДАКЦИЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОГО ЖУРНАЛА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»
ПОЗДРАВЛЯЕТ ВСЕХ ЮБИЛЯРОВ И ИСКРЕННЕ ЖЕЛАЕТ ИМ НОВЫХ УСПЕХОВ!**

**THE EDITORIAL BOARD OF THE COILED TUBING TIMES EXPRESSES ITS CONGRATULATIONS
TO ALL THE ANNIVERSARY HEROES AND WISHES THEM NEW ACHIEVEMENTS!**

● Головка для регулировки закачки 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 Индастриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: ASEPElmar-uk@nov.com



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
fidmashsales@nov.com



ДВУКРАТНОЕ УСКОРЕНИЕ НА ЕМ-ЁГЕ

DOUBLE BOOST AT YEM-YEGOVSKY FIELD



Материал публикуется в рамках конкурса журналистов и фотокорреспондентов региональных СМИ, освещающих проблемы нефтегазового сервиса.

This article is published within the framework of the contest of the journalists and news photographers of the regional mass media, which cover the issues of oil and gas services.

За 10 лет работы ОАО «ТНК-Нягань» было добыто в два раза больше ем-ёговской нефти, чем за предыдущие 20 лет разработки.

Over the 10 years of operation TNK-Nyagan produced twice more oil from the Yem-Yegovsky field than it had been produced over the previous 20 years of the field development.

Интенсификация добычи нефти на Ем-Ёговской площади во многом была обусловлена применением внедряемой с конца 90-х годов технологии ГРП. Сегодня весь работающий фонд месторождения прошел через это геолого-техническое мероприятие. В настоящее время каждая вновь пробуренная скважина на Ем-Ёге перед запуском в эксплуатацию подвергается гидроразрыву пласта. Кропотливая работа над вопросами повышения эффективности добычи и оценка перспектив извлечения нефти из еще не разбуренных залежей во многом обуславливают устойчивое развитие месторождения.

Enhancement of oil recovery at Yem-Yegovsky field was stipulated by the application of hydraulic fracturing technology, which has been used since late 1990-s. As of today, all the operating well stock has undergone this procedure. Currently each newly drilled well at the Yem-Yegovsky field is subject to hydraulic fracturing before its commissioning. Diligent work on production effectiveness enhancement and evaluation of the prospects of oil recovery from the reservoirs, which have not yet been drilled in, to a great extent provide sustainable development of the oilfield.

ФОРМИРУЕМ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ

Каким был прошедший год для Ем-Ёги, и по какому сценарию будет развиваться месторождение в недалеком будущем, рассказал Леонид Мельников, начальник отдела разработки Ем-Ёговской площади.

В начале 2009 года перед отделом стояли две основные задачи: получить понимание по уплотняющему бурению на Ем-Ёговском месторождении, непосредственно на объекте викуловской свиты, и оценить эффективность бурения объектов тюменской свиты.

Поиски решения первой задачи проходили в теоретической плоскости. Специалисты делали расчеты, готовили гидродинамическую модель участка, строили прогнозы, рассматривали варианты уплотняющего бурения, считали экономическую эффективность. Все это делалось с целью определить наиболее рентабельный подход к извлечению запасов нефти. Что касается исследований запасов тюменской свиты, то сегодня у специалистов формируется представление об их структуре.

В 2009 году был закончен опытно-промышленный проект – бурение куста № 167. Пробуренные на

Каждая вновь пробуренная скважина на Ем-Ёге перед запуском в эксплуатацию подвергается гидроразрыву пласта.

Each newly drilled well at the Yem-Yegovsky field is subject to hydraulic fracturing before its commissioning.

FORMING THE NOTION

Was the previous year a successful one for the Yem-Yegovsky field? What are the prospects of the field development in the nearest future? Mr. Leonid Melnikov, Head of the Department for Development of Yem-Yegovsky Field told us about these issues.

At the beginning of 2009 their department had two main tasks: to reach to an understanding regarding infill drilling at the Yem-Yegovsky field, particularly at the Vikulovskaya formation, and to assess the effectiveness of drilling at the Tyumenskaya formation.

The resolution of the first task was mainly theoretical. The experts made computing, prepared hydrodynamic simulation model of the area, made forecasts, considered different variants of infill drilling, calculated economic efficiency. All this work was done in order to determine the most cost-effective way of oil reserves recovery. As for exploration of the Tyumenskaya formation reserves,

нем скважины показали хороший результат.

В прошлом году был начат проект бурения куста № 177, результаты которого не оправдали ожиданий. В процессе работы возникли сложности, касавшиеся геологии объекта. Путем подбора технологий освоения и эксплуатации пробуренные скважины перешли в ранг перспективных. Бурение на кусте № 177 продолжилось в 2010 году.

Всего в этом году планируется пробурить порядка 31 скважины на Ем-Ёговской площади: десять из них приходится на долю тюменской свиты и 21 – на викуловскую свиту.

ПРЕОДОЛЕВАЯ СЛОЖНОСТИ

Леонид Мельников пояснил, что изначально объекты тюменской свиты считались экономически нерентабельными, так как их эксплуатация и разработка не окупались. На сегодняшний день опробована технология интенсификации притока нефти, которая хорошо зарекомендовала себя и позволила добиться неплохих притоков на кусте № 167.

В то же время по соседнему кусту № 177 из-за худших коллекторских свойств пласта изначально не удалось добиться необходимой продуктивности скважин. Для решения проблемы был рассмотрен ряд технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу пласта, из которых предпочтение отдали освоению на азоте с применением колтюбинга. В результате применения данной технологии удалось вывести скважины на плановые режимы эксплуатации.

Безусловно, кризисный 2009 год внес свои коррективы в проекты, которыми занимается отдел. Так, например, вместо семи плановых скважин на Ем-Ёге успели пробурить лишь пять.

Что касается оценочной скважины, которая была пробурена на кусте № 176, то пока нет точных данных об ее потенциале. Однако результаты геофизических исследований внушают определенные надежды. Есть вероятность, что район куста № 176 окажется весьма перспективным.



*Подготовка к гидроразрыву завершена
Ready for hydraulic fracturing*

the experts are currently forming the notion of their structure.

In 2009 they completed a pilot project – drilling cluster No. 167. The wells drilled at this cluster showed good output.

Last year they started a project of drilling cluster No.177. However, its results did not come up to their expectations. Some geological problems occurred during the work. By means of selecting the technologies of development and operation the wells were transferred to the category of promising ones. The drilling works at cluster No.177 continued in 2010.

This year they plan to drill total of 31 wells at the Yem-Yegovsky field: ten of them will be drilled at the Tyumenskaya formation and 21 – at the Vikulovskaya formation.

OVERCOMING DIFFICULTIES

Mr. Leonid Melnikov explained that initially the assets of the Tyumenskaya formation were considered unprofitable, since their development and operation did not pay back. As of today a certain technology of oil recovery enhancement has been tried. This technology proved its value and allowed getting good inflows at cluster No. 167.

At the same time at the neighboring cluster No. 177,

Для решения проблемы был рассмотрен ряд технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу пласта, из которых предпочтение отдали освоению на азоте с применением колтюбинга.

In order to resolve the problem a number of technologies which allow enhancing reservoir recovery were considered. Finally the choice was made in favor of nitrogen-based completion with the use of coiled tubing.

due to worse reservoir properties the initial plans to achieve the necessary productivity of the wells failed. In order to resolve the problem a number of technologies which allow enhancing reservoir recovery were



ПРОЕКТЫ НА БИС

Недавно в основной бизнес-план ОАО «ТНК-Нягань» были включены проекты уплотняющего бурения на объектах викуловской свиты.

Леонид Мельников пояснил, что эти проекты считались очень рискованными и изначально шли как дополнительные проекты – «хопперы». Компания приняла решение об их переводе в основной бизнес-план, потому что сотрудникам отдела разработки Ем-Ёговской площади совместно с департаментом разработки месторождений удалось минимизировать риски, связанные с его реализацией. Кстати, основная сложность заключается в том, что уплотняющее бурение будет вестись на разбуренных участках, что имеет определенные риски. Реализация данного проекта позволит увеличить объем добычи нефти на 39 тыс. тонн в год.

Говоря о перспективах развития месторождения, Леонид Мельников отметил, что на данный момент сотрудники отдела работают над проектами развития тюменской свиты. Потенциал данного объекта составляет порядка 80% извлекаемых запасов по всей Ем-Ёговской площади. В настоящее время рассматривается вариант проекта бурения 100 с лишним скважин на тюменской свите.

По предварительным оценкам, к реализации комплекса проектов приступят в 2012–2013 гг., а завершение работ запланировано ориентировочно на 2016 год. Основой этих проектов послужили результаты бурения кустов № 167, 177, а также данные 3D-сеймики. Если удастся доказать, что и в других зонах есть экономически рентабельные запасы, то программа бурения будет расширена.

Что значит для отдела разработки Ем-Ёговской площади факт добычи 30-миллионной тонны нефти? Леонид Мельников отвечает на этот вопрос так: «Сегодня для месторождения наступил период взросления. Впереди нас ждет тяжелая, напряженная работа. Нефть не будет даваться легко, тем более сложная и капризная нефть тюменской свиты. Но мы подберем к ней ключи». ☺

Фотографии предоставлены автором.

Валентина ЦЕЛИЩЕВА, газета «Трибуна нефтяника», ООО «Нягань-Медиа»

considered. Finally the choice was made in favor of nitrogen-based completion with the use of coiled tubing. As a result the planned production conditions of the wells were achieved.

Of course the 2009 crisis interfered with the projects implemented by the Department. Thus, instead of the planned seven wells at the Yem-Yegovsky field, only five were drilled.

As for the appraisal well, which had been drilled at cluster No.176, there is no precise data about its capacity yet. However, logging results give certain hope. There is a possibility that the cluster No. 176 area will turn out to be a very promising one.

PROJECTS FOR AN ENCORE

The projects on infill drilling at the Vikulovskaya formation have recently been included into the main business-plan of TNK-Nyagan.

Mr. Leonid Melnikov explained that these projects were considered high-risk ones and initially were referred to as supplementary projects - hoppers. The company decided to include these projects into the main business-plan, because the experts of the Department for Development of Yem-Yegovsky Field together with the Department for Development of Fields managed to reduce the risks attributed to implementation of these projects. By the way, the main difficulty was in conducting infill drilling at the well-drilled areas, which implies certain risks. Implementation of this project will allow increasing oil production by 39 thousand tons per year (245,283 barrels per year).

Speaking about the prospects of the field development, Mr. Leonid Melnikov noted that the experts of the Department were working on the projects of Tyumenskaya formation development. The capacity of this formation is about 80% of the recoverable reserves of the whole Yem-Yegovsky field. Currently the project on drilling more than 100 wells at the Tyumenskaya formation is under consideration.

According to preliminary evaluations, it is planned to start the implementation of the set of projects in 2012–2013, and the works are planned to be accomplished by 2016. The results of drilling clusters No.167 and 177, as well as 3D-seismic data served the basis for such projects. If they manage to prove that other areas also contain profitable reserves, the drilling program will be extended.

What does the recovery of the 30 millionth ton of oil mean for the Department for Development of Yem-Yegovsky Field? Mr. Leonid Melnikov answers in the following way: «Today the field is at the stage of maturing. In the future we will have very hard and intense work. Oil will not come out easily, especially Tyumenskaya formation oil, which is very tough and temperamental. But we will find the keys». ☺

Photos courtesy of the author.

Valentina TSELISHCHEVA, «Tribuna Neftyanika» Newspaper, Nyagan-Media

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
- Ясы 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**



АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

Мы попросили представителей сервисных компаний ответить на следующие вопросы:

**И.И. Кавалко, начальник
отдела КРС и ИДУ,
ГПУ «Львовгаздобыча»**

**I.I. Kavalko, Head of Well
Workover Department at
gas producing company
Lvovgazdobycha**



1. На каких видах работ специализируется Ваша компания?
2. Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования? Какова их результативность (высокая, средняя, низкая)?
3. Какие уникальные операции Вам удавалось производить с помощью колтюбинговых установок?
4. Как отразился экономический кризис на стоимости работ?
5. Какие новые технологии Ваша компания собирается освоить?
6. О каких колтюбинговых технологиях и конкретных операциях Вам хотелось бы знать больше?
7. Какие технологии нефтегазового сервиса будут наиболее востребованы в ближайшем будущем?

1. Ремонт скважин, в том числе с помощью колтюбинговой установки МК10Т. Глубины скважин: от 1000 до 3300 м. В большинстве случаев скважины находятся на последней стадии эксплуатации. Производим промывки ГПК в НКТ, в интервалах перфорации, а также удаление пластовых вод ниже подвески НКТ, освоение пакерных скважин.

Well service using CT unit MK10T. The depth of the wells ranges from 3280 to 9845 ft. In most cases the wells are at the final stage of operation. We perform flushing operations in the tubing, perforation intervals, remove formation waters below the tubing hanger, develop packer wells.

2. Установка легкого типа МК10Т эксплуатируется нами с 2006 года. Проведены ремонты на 67 скважинах, в том числе на 10 пакерных. Результативность операций высокая (96–97%). Особенно эффективны колтюбинговые операции на скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями.

We have been using the light rig MK10T since 2006. 67 wells including 10 packer wells have been serviced. The efficiency of the operations is very high (96–97%). Coiled tubing operations are especially efficient in the wells with abnormally low formation pressure.

3. Освоение пакерных скважин с проходом через пакер до забоя скважины.

Development of packer wells with passage through packer till bottomhole.

Coiled Tubing Times

QUESTIONNAIRE

We have asked representatives of oilfield service companies to answer the following questions:

1. *What types of operations does your company specialize in?*
2. *What are the main types of operations that your company performs with application of coiled tubing equipment? How can you describe the efficiency of such operations (high, medium, low)?*
3. *What unique coiled tubing operations has your company managed to perform?*
4. *In what way has the economic crisis affected the cost of operations?*
5. *What new technologies is your company going to adopt?*
6. *What coiled tubing technologies and specific operations would you like to learn more about?*
7. *What technologies of oilfield services will be in the most demand in the nearest future?*

4. *Стоимость работ не изменилась.*

The costs of operations have remained the same.

5. *Соляно-кислотные обработки, а в будущем – и изоляционные работы.*

Acid treatment and squeeze jobs, in the future.

6. *Об использовании турбобуров и вращающихся насадок при промывке ГПК.*

The application of bottomhole motors and rotary blades during flushing operations in gas systems.

7. *Работы по ТО колтюбинга представителями завода-изготовителя.*

CT maintenance by representatives of the manufacturer.

В.Е. Рябцев, главный механик Оренбургского УИРС ООО «Газпром подземремонт Оренбург»



V.Y. Riabtsev, Mechanical supervisor of Orenburg Well Stimulation and Service Department at Gazprom Podzemremont Orenburg

1. *Капитальный ремонт и интенсификация нефтяных и газовых скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения, в том числе с помощью колтюбинговой установки МК20Т.*

Well workover and stimulation of oil and gas wells of Orenburg gas condensate field including the use of CT unit MK20T.

2. *Интенсификация и освоение скважин с использованием блочных мобильных сепарационных установок. На колтюбинговые установки возлагаются работы по введению*

АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

скважин в эксплуатацию после КРС и освоение скважин после ПСПО. Работы проводятся на глубинах 1800–2000 м. Результативность работ средняя.

Stimulation and development of wells with application of package mobile separation units. The CT units are used for putting the well into production after workover and well completion, after interval hydrochloric acid treatments. The operations are performed at a depth of 5900–6500 ft. The operational efficiency is medium.

3. Извлечение клапанов-отсекателей (аварийных) без проведения работ по капитальному ремонту скважин, геофизические работы с использованием колтюбинга.

Extraction of (emergency) shut-off valves without well workover, coiled tubing geophysical operations.

4. Стоимость работ снизилась примерно на 20–30% по сравнению с 2008 годом.

The costs of operations have reduced by 20–30%, as compared to 2008.

5. Установку цементных мостов через ГТ диаметром 38,1 мм.

Placement of cement plugs through 1.5" coiled tubing.

В.П. Кравец,
зам. начальника отдела
восстановления скважин
и интенсификации
БУ «Укрбургаз»
ГК «Укргаздобыча»

**V.P. Kravets, Deputy head
of the Department
of Well Recovery and
Stimulation at Ukrburgaz
and Ukrgazdobycha**



1. Бурение скважин, интенсификация добычи.

Drilling wells, production stimulation.

2. С помощью колтюбинга мы проводим освоение, вымыв проппанта после ГРП, вымыв пробки в НКТ. Эффективность работ высокая.

We apply CT for well completion, proppant cleanout after hydraulic fracturing, removal of plugs in the tubing. The efficiency of the operations is very high.

3. Работы на глубинах до 5500 м.

Operations at a depth of up to 18,000 ft.

5. Бурение вторых стволов методом вырезания окна в эксплуатационной колонне.

Sidetracking by means of milling a hole in the production string.

6. О колтюбинговом бурении.

CT drilling.

**С.М. Кузуб, начальник
технологического отдела
РУППО «Белоруснефть» –
УПНП и РС**

**S.M. Kuzub, Head of
technical department at
Belorusneft, Department of
Oil Recovery Enhancement
and Well Workover**



1. Капитальный ремонт скважин и бурение боковых стволов с использованием колтюбинговой установки МК30Т.

Well workover and sidetracking with application of CT unit MK30T.

2. Промывки забоев скважин, промывки НКТ от солепарафиновых отложений, компрессирование с использованием ГТ, сопровождение СКО, бурение открытого ориентируемого ствола. Результативность работ высокая.

Flushing of bottomhole, removal of salt, paraffin and resin deposits from the tubing, compression with CT, acid treatments and rotary open hole drilling. The efficiency of the operations is very high.

Coiled Tubing Times

QUESTIONNAIRE

3. Бурение открытого ориентируемого ствола длиной 18 м.

Rotary drilling of 59-ft. long open hole.

4. Снижения активности в области использования колтюбинговых технологий не наблюдалось.

No decreased activity in the use of CT technologies has been observed.

5. Бурение открытого ствола из-под «башмака» хвостовиков боковых стволов без демонтажа буровой установки, установка цементных мостов с помощью МК30Т.

Drilling ahead of open hole from under the liner shoe of sidetracks without rig-down, placement of cement plugs with МК30Т.

6. О ГРП, РИР с колтюбингом, освоении после колтюбингового бурения (промывка забоев, СКО, компрессирование).

Fracturing, remedial cementing with CT, well development after CT drilling (flushing bottomholes, acid treatments, compressing).

**А.В. Драбкин, инженер-технолог
БелНИПИнефть, РУП «ПО «Белоруснефть»**

**A.V. Drabkin, Process engineer of Belarusian
Oil R&D Institute at
Belorusneft**

1. Широкий спектр внутрискважинных работ – от ПРС до гидроразрывов пластов.

A wide number of downhole operations - from well service to hydraulic fracturing.

2. Промывка забоев, очистка труб от АСПО и солеотложений, очистка скважин после ГРП. Результативность высокая.

Flushing of bottomholes, removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the tubing, well



cleanout after hydrofracturing. The efficiency of the operations is very high

3. Эффективные гидроразрывы пластов на глубинах свыше 3000 м.

Effective hydrofracturing at a depth of 9,845 ft.

4. Внешним сервисом наша компания не занималась.

Our company has not had any service subcontracts.

5. Радиальное вскрытие пласта, направленное бурение с ГТ, беспакерные гидроразрывы путем точечной стимуляции вставок скважины.

Radial drilling, CT directional drilling, packerless hydrofracturing by means of point stimulation of well sections.

6. О технологиях типа Surgi Frac (Halliburton) с использованием ГТ больших диаметров.

Technologies similar to Surgi Frac (Halliburton) with coiled tubing of large OD.

7. ГРП; обработки с минимумом СПО (с колтюбингом).

Hydrofracturing; treatment with the minimum of coiled tubing trips.

**Е.С. Мухамбетпаизов,
технический директор
ТОО «Май-Инвест»**

**Y.S. Mukhambetpaizov,
Technical director
at May Invest**

1. Наша компания проводит работы по капитальному ремонту скважин и обработке призабойной зоны пласта.

Our company performs well workover and bottomhole treatment operations.

2. Пока мы не проводим работы с применением



АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

колтюбингового оборудования, поскольку не имеем такого. Но мы заинтересованы в приобретении колтюбингового оборудования и имеем самые серьезные намерения по вхождению в рынок колтюбинговых услуг, поскольку эти операции приобретают все большую популярность в мире и, в частности, у нас, в Казахстане.

We haven't used CT equipment in our operations so far, as we don't have such equipment. But we are interested in purchasing CT equipment and have serious intentions to enter the market of CT services, since such operations are getting more popular in the world including Kazakhstan.

4. Стоимость работ в КРС снизилась в среднем на 20–25%.

On average, the costs of well workover operations have reduced by 20–25%.

5. Нас интересует технология радиального бурения, хотя на современном этапе она, возможно, еще недостаточно разработана. Однако, вне всякого сомнения, эта технология очень перспективна.

We are interested in the technology of radial drilling, though at the moment it is, probably, not developed thoroughly enough. Yet, undoubtedly, this technology is very promising.

6. О бурении с колтюбингом.

CT drilling.

7. Бурение на депрессии, виброволновое воздействие на пласт.

Underbalanced drilling, vibrowave bed stimulation

Ю.А. Бутов, зав. отделом строительства скважин БелНИПИнефть, РУП «ПО «Белоруснефть»

Y.A. Butov, Deputy head of the Department of Well Construction of the Belarusian Oil R&D Institute at Belorusneft



1. Бурение новых скважин и восстановление скважин из простаивающего фонда.

Drilling new wells and putting mature idle wells into production.

2. Гидроразрыв пластов, обработки ПЗП, водоизоляция, промывки, пробное колтюбинговое бурение.

Hydrofracturing, bottomhole treatment, water shut-off, flushing, test CT drilling.

3. Бурение с применением СНБ89 производства СЗАО «Новинка».

Drilling with СНБ89 produced by Novinka.

4. Отразился на заказах нового оборудования: условия стали хуже.

It has influenced the orders of new equipment: the conditions have deteriorated.

5. Бурение на депрессии с помощью колтюбинговой техники.

Underbalanced coiled tubing drilling.

6. О бурении разветвленных и многозабойных скважин, бурении на депрессии.

Drilling multilateral wells, underbalanced drilling.

7. Бурение на депрессии с помощью колтюбинговой техники.

Underbalanced coiled tubing drilling. ©

Компания «Шлюмберже» представляет новую технологию интенсификации добычи

Компания «Шлюмберже» объявила о том, что ее специалисты разработали новую технологию HiWAY для проведения ГРП, создающую каналы притока флюида в скважину. Эта новая технология максимально увеличивает темпы добычи углеводородов посредством создания каналов притока в трещине гидроразрыва.

«Технология HiWAY переопределяет само понятие ГРП, устраняя зависимость интенсивности потока внутри трещины от проводимости барьера из расклинивающего агента», – заявил Патрик Шорн, президент отделения Well Services компании «Шлюмберже».

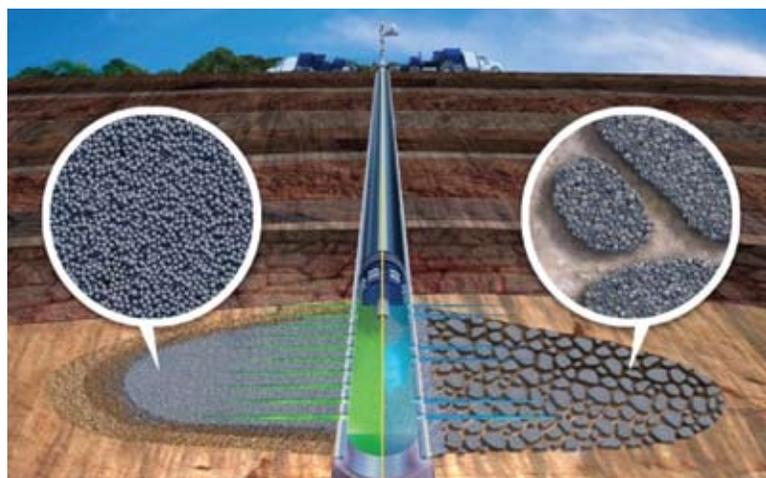
Шлюмберже уже успешно использовала технологию HiWAY в Аргентине, России, Мексике и США.

Технология HiWAY коренным образом изменяет метод, посредством которого формируется проводимость трещины. Уникальное сочетание технологий заканчивания и выбора места проведения ГРП, управления технологическим процессом и инжиниринга скважинных жидкостей создает комплекс стабильных каналов в трещине. Производительность трещины перестает зависеть от фактической проницаемости используемого проппанта. То есть вместо того, чтобы течь сквозь барьер из расклинивающего агента, поток углеводородов проходит через каналы высокой проводимости.

Эти каналы тянутся от ствола скважины к концу трещины гидроразрыва, увеличивая эффективные полудлины трещины и повышая обратный приток флюидов и полимеров. Все это приводит к максимальному увеличению темпов добычи углеводородов.

Технология HiWAY может применяться для гидроразрыва пластов, состоящих из твердых пород, в однослойных и многослойных нефтяных и газовых скважинах.

SCHLUMBERGER Unveils New Stimulation Technique



Schlumberger announced the release of the HiWAY flow-channel hydraulic fracturing technique. This new technique maximizes production and hydrocarbon recovery through the creation of open flow channels within the propped fracture.

"HiWAY redefines hydraulic fracturing by removing the link between flow within the fracture and proppant pack conductivity", said Patrick Schorn, president, Schlumberger Well Services.

Schlumberger has successfully deployed HiWAY in Argentina, Russia, Mexico and the United States.

HiWAY fundamentally changes the way fracture conductivity is generated. A unique combination of placement and completions techniques, fluid engineering and process control creates a complex network of stable channels within the fracture. The productivity of the fracture is decoupled from the actual permeability of the proppant used, so rather than flowing through the proppant pack, hydrocarbons flow through the highly conductive channels.

The channels extend from the wellbore to the tip of the fracture, allowing for longer effective fracture half-lengths and better fluid and polymer recovery. These effects allow for maximized production and superior hydrocarbon recovery.

HiWAY is available for hydraulic fracturing applications in competent rock for single and multilayer oil or gas wells.

Компании Shell и QinetiQ представляют новую оптоволоконную систему детектирования

Компании Shell и QinetiQ объявили о сотрудничестве в рамках использования оптоволоконной системы OptaSense® для распределенного акустического детектирования (РАД) компании QinetiQ с целью оптимизации процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Новая технология позволит увеличить далеко за рамки доступных в настоящее время значений масштабы применения стандартного оптоволоконного кабеля для обнаружения, дискриминации и локализации акустических событий во время проведения скважинных операций. Она также усовершенствует процессы проектирования и непосредственного выполнения работ, что позволит в итоге повысить уровень добычи и снизить расходы.

Помехоустойчивая технология OptaSense® должна преодолеть все те сложности, с которыми сталкиваются традиционные системы. Новая технология имеет возможность в самое ближайшее время принести существенную выгоду, так как потенциальная область ее применения довольно широка. Это, в частности, касается и долгосрочных перспектив по совершенствованию управления активами в течение всего срока эксплуатации системы. Наиболее выгодным будет применение данной технологии в сферах с большими инвестициями в ГРП (разведка и разработка нетрадиционных источников газа), а также в тех областях, где очень важен контроль скважинных и пластовых параметров.

Будущее ГРП зависит от эффективности технологий очистки пластовой воды?

Ажиотаж вокруг добычи сланцевого газа на месторождении Марселес в Пенсильвании вызывает беспокойство относительно

Shell, QinetiQ to Unveil Fiber-Optic Sensing System

Shell and QinetiQ announced a collaboration to exploit QinetiQ's OptaSense® fiber-optic Distributed Acoustic Sensing (DAS) systems to



optimize the development of oil and gas fields. The technology will bring about the ability to use standard telecom fiber-optic cable to detect, discriminate and locate acoustic events during wellbore operations far beyond what is currently available. This will allow improvements in design and execution enabling improved recoveries and lower costs.

Allowing interference-free operation, OptaSense® should overcome some of the challenges faced by conventional systems. The technology has the potential to deliver significant value in the near term, and, because of its wide potential application area, it will also enable longer-term improvements to the management of assets across the life cycle, from exploration to operations. It will be most beneficial to businesses with a heavy investment in hydraulic fracturing (unconventional gas exploration and development) and those with a focus on well and reservoir surveillance.

влияния ГРП на местные водные ресурсы.

Для проведения одной операции ГРП на данном месторождении может потребоваться от 7,5 до 19 млн литров жидкости для гидроразрыва, из них от 25 до 100% может быть возвращено на поверхность в качестве пластовой воды. Как правило, пластовая вода транспортируется на предприятия промышленной очистки воды от шлама. Получившийся чистый соляной раствор затем отправляется на заводы по очистке сточных вод, на которых не обеспечивается удаление соляных отложений, а происходит смешивание соляного раствора с очищенными сточными водами и последующий сброс в реки.

В прошлом существующее положение дел не вызывало опасений экологов, поскольку уровень содержания соли в сточных водах был невысок. Однако рост активности по добыче сланцевого газа с применением технологии ГРП неизбежно вызовет рост количества сточных вод, наносящих непоправимый урон водной системе региона.

Технология Fountain Quail, изначально разработанная Aqua-Pure для газодобывающей провинции Канады Альберта, представляет собой эффективное и экономичное решение для переработки пластовых вод на месторождении Марселес.

Основная проблема при очистке пластовой воды, полученной при добыче сланцевого газа, состоит в разнообразии химического состава данной жидкости. Существующие методики очистки воды, включая мембранные технологии и методы ионного обмена, работают с постоянным уровнем определенных примесей. Непостоянство химического состава вызывает необходимость непрерывной очистки и перенастройки оборудования, не говоря уже о высокой вероятности сбоя всего процесса. На начальном этапе вода сильно загрязнена, а затем постепенно состав меняется в сторону увеличения содержания соли.

Решение проблемы в долгосрочной перспективе может заключаться в комплексном подходе: частичной очистке пластовой воды на месте проведения работ и последующей очистке на специализированном заводе, но решение о процентном распределении между двумя процессами будет приниматься в зависимости от конкретной ситуации. В Пенсильвании, например, очищенные пластовые воды частично сбрасываются в реки, а частично вновь используются в процессе добычи сланцевого газа. ©

Water Treatment Key to Hydraulic Fracturing's Future

The Marcellus shale gas exploration rush that has washed over Pennsylvania has created concerns over how hydraulic fracturing impacts local water supplies.

A single well hydrofracture in the Marcellus may require two million to five million gallons of fracturing fluid, of which 25 percent to 100 percent may be returned to the surface as "flowback" or "produced water." Historically, flowback and produced water has traditionally gone to metals-precipitation plants, where metals and items are removed. The fluid that leaves the plant is clean salt brine, which has gone to sewage treatment plants where the salt is not removed, but diluted with treated sewage and discharged to the rivers.

In the past, this was never an environmental concern as the salt levels were very low and did not harm the environment. However, the sharp rise in Marcellus shale drilling in recent years means that the amount of water from shale gas operations being released into state waters would grow from a trickle to a tidal wave.

Fountain Quail's technology, originally developed by Aqua-Pure for use in northern Alberta's oil sands, offers a cost-effective solution for recycling wastewater in the Marcellus.

The great challenge with treating flowback wastewater from shale wells is the variability of chemicals in the water. Current methods for treating wastewater, including membranes and ion exchanges, work when treating water with consistent levels of specific contaminants. The variability requires machinery to be constantly cleaned, recalibrated or for treatment to fail altogether. Water in the early stage flowback is likely very contaminated, while later flowback will typically have more salt it picks up from the ground.

The long-term solution may be a mix of onsite recycling and centralized treatment of wastewater, but the economics and decision of regulators in each state will determine that mix. In Pennsylvania, the company is releasing treated water back into rivers but also offering it to producers for use in fracturing wells. ©

Азотные компрессорные станции – важная техническая составляющая при операциях колтюбинга

Рост применения колтюбинга в России и странах СНГ является наиболее динамичным в мире. Востребованность колтюбингового оборудования неизбежно повышается в связи с изменяющимися экономическими и геологическими условиями добычи углеводородного сырья, ужесточением экологических требований в нефтегазодобыче, а также его высокой окупаемостью.

С каждым годом повышается активность российских сервисных компаний и предлагаемых ими к использованию технологий с применением гибких труб и широким спектром колтюбингового оборудования. Процесс вывода сервисных подразделений из непосредственной структуры нефтегазовых компаний позволит использовать новые интересные решения в отношении колтюбинга, основанные на чисто российском опыте.

Азотные компрессорные станции являются важной технической составляющей при операциях колтюбинга. Преимущество использования станций заключается в том, что азот получают промышленным путем непосредственно на объекте, выделяя его из воздуха. Азот, закачиваемый в пласт под высоким давлением, снижает гидростатическое давление в стволе скважины, обеспечивает пожаро- и взрывобезопасность, позволяет продлить срок службы промышленного объекта.

Операции по освоению происходят путем закачки газообразного азота в скважину на заданной глубине/глубинах, при заданных параметрах по производительности и давлению. Расходы по азоту могут изменяться с течением времени, согласно утвержденному плану работ.

Лидирующей компанией по производству и модернизации азотных компрессорных станций является Промышленная группа «Тегас».

Доказательством производственного и конструкторского опыта, применения новых технологий и комплектующих при разработке компрессорного оборудования является широкий номенклатурный ряд выпускаемых компанией «Тегас» самоходных азотных компрессорных станций, представленных в таблице 1.

| Модель | Производительность при чистоте азота 95%, м ³ /мин | Давление азота на выходе, кгс/см ² | Привод компрессора | Шасси |
|-----------------|---|---|--------------------------|-------------------|
| ТТА 3/13 С 95 | 3 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 5/13 С 95 | 5 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 10/13 С 95 | 10 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 13/13 С 95 | 13 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 17/13 С 95 | 17 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 20/13 С 95 | 20 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 25/13 С 95 | 25 | 13 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 25/20 С 95 | 25 | 20 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 25/40 С 95 | 25 | 40 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 5/101 С 95 | 5 | 100 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 8/101 С 95 | 8 | 100 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 10/101 С 95 | 10 | 100 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 16/101 С 95 | 16 | 100 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 8/220 С 95 | 8 | 220 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 20/121 С 95 | 20 | 120 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 10/251 С 95 | 10 | 250 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 16/251 С 95 | 16 | 250 | Электрический, дизельный | КАМАЗ, КраЗ, УРАЛ |
| ТТА 20/251 С 95 | 20 | 250 | Электрический, дизельный | МЗКТ |
| ТТА 32/251 С 95 | 32 | 250 | Электрический, дизельный | МЗКТ |
| ТТА 35/301 С 95 | 35 | 300 | Электрический, дизельный | МЗКТ |

Обозначение азотных установок и станций выглядит следующим образом: ТТА X/YY C ZZ, где X – это производительность по азоту нм³/мин; YY – давление азота на выходе кгс/см²; C – самоходные; ZZ – концентрация получаемого азота.

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК АЗОТНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИИ ТТА 12–24 МЕСЯЦА.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫМИ ОСОБЕННОСТЯМИ СТАНЦИЙ ЯВЛЯЮТСЯ:

- Повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 90–99%.
- Газоразделение производится с использованием высокоселективных мембран.
- Возможность увеличения давления станции в диапазоне от 10 до 100% в специальном исполнении.
- Возможность регулирования производительности от 10 до 100 %.
- Оптимизация компоновки навесного оборудования для более легкого обслуживания станции, модернизация капота.
- Микропроцессорная система автоматики обеспечивает:
 - возможность контроля при удаленном доступе;
 - автоматическую работу станции;
 - сбор показателей приборов коммерческого учета и вывода их на общий интерфейс диспетчерского пункта для обеспечения технологического процесса при освоении скважин.
- Модернизирована система охлаждения дизеля и компрессора, что позволяет станциям работать с более низкими и высокими температурами окружающей среды.
- Стоимость станции на порядок ниже аналогичного оборудования за счет применения отечественного компрессора и уникальной схемы газоразделения.
- Станции устанавливаются на шасси повышенной проходимости для наиболее оптимальной оперативной доставки оборудования к труднодоступным нефтегазовым объектам.

С 2007 года, дополнительно к выпускаемой линейке самоходных компрессорных станций ТГА (СДА), сервисная служба компании «Тегас» оказывает услуги по капитальному ремонту скважин (КРС) в любых регионах России и странах СНГ с применением колтюбинговых и азотных установок, обеспечивая полный технологический процесс КРС.

Выездная сервисная бригада имеет многолетний опыт работы в таких регионах, как ХМАО, ЯНАО, Узбекистан, Казахстан и др.

Компания «Тегас» оказывает сервисные услуги таким компаниям, как ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «НК «Роснефть». Одним из последних сервисных промышленных объектов является РН «Юганскнефтегаз».

Будущее колтюбинговых технологий тесно связано с инновационным оборудованием и технологиями. Предлагаем вам сотрудничество в области поставки и оказания сервисных услуг с применением высокотехнологичных, мобильных азотных компрессорных станций ТГА (СДА) компании «Тегас»!



ТГА-20/251 С 95 на шасси МЗКТ



ТГА 10/251 С 95 на шасси КАМАЗ



ООО «ТЕГАС»
350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43
тел. (861) 299-09-09, ф. (861) 279-06-09
info@tegaz.ru – заказ оборудования
www.tegaz.ru

«ЕСЛИ МЫ НЕ СМОЖЕМ НАЙТИ СПОСОБ ВЫЖИТЬ В БЛИЖАЙШИЕ ПОЛВЕКА, ТО КОЛОНИЗИРОВАТЬ ГАЛАКТИКИ БУДЕТ НЕКОМУ...»



Мы процитировали Джаред Даймонда, профессора географии Калифорнийского университета в Лос-Анджелесе, эволюционного биолога, физиолога, биогеографа, автора нескольких научно-популярных книг, тематика которых объединяет антропологию, биологию, лингвистику, генетику и историю. В своих трудах этот ученый энциклопедических знаний исследует географические, культурные, экологические и технологические факторы, приводящие к расцвету или упадку той или иной цивилизации, которые сменяли друг друга на протяжении всей человеческой истории.

Каждая его книга становится бестселлером, что для научно-популярной литературы большая редкость. *New York Times* даже назвала Даймонда «Дэном Брауном научной литературы», настолько он популярен.

Исследуя человеческие общества, Даймонд выделил пять факторов, имеющих ключевое значение для их выживания: разрушение среды обитания, изменение климата, враждебные соседи, дружественные партнеры, отношение общества к окружающей среде.

В книге «Коллапс» Даймонд делает детальный анализ древних и недавних катастроф, которые погубили людей, не умеющих или не желавших прислушаться к тревожным сигналам, поступающим от природы. Начинается книга коллапсом знаменитой цивилизации острова Пасхи, вырубившей на своей земле все до единого дерева.

Книги Даймонда – это и предостережение, и призыв задуматься и сделать выбор в пользу дружественных природе технологий, разумных компромиссов, рациональных бизнес-практик. Потому что последним срубленным деревом может оказаться Древо жизни.

«Время колтубинга» предлагает вниманию читателей эксклюзивную беседу с Джаредом Даймондом, которую провел Натан Гардельс, редактор журнала *Nobel Laureates Plus*.

Бестселлеры Д. Даймонда

1992 год. «Третий шимпанзе: Эволюция и перспективы человеческого животного» (The Third Chimpanzee: The Evolution and Future of the Human Animal).

1997 год. «Почему нам так нравится секс? Эволюция сексуальности человека» (Why is Sex Fun? The Evolution of Human Sexuality).

1997 год. «Ружья, микробы и сталь: Судьбы человеческих обществ» (Guns, Germs, and Steel: The Fates of Human Societies). Эта книга была удостоена Пулитцеровской премии (1997 год). Русский перевод вышел в 2009 году.

2005 год. «Коллапс: почему одни общества выживают, а другие умирают» (Collapse: How Societies Choose to Fail or Succeed). Русский перевод вышел в 2008 году.

“IF WE FAIL TO FIND A WAY FOR SURVIVAL DURING THE NEXT FIFTY YEARS, THERE WILL BE NO ONE TO COLONIZE GALAXIES...”



We have cited Jared Diamond, professor in Geography at California University, Los Angeles, who is an evolutionary biologist, physiologist, biogeographer and author of several popular science books, whose themes unite anthropology, biology, linguistics, genetics and history. In his books, this scientist of encyclopedic knowledge explores geographic, environmental, cultural and technologic factors which lead to dawn or decline of this or that civilization which have been alternating throughout the human history. Each book by Diamond becomes a bestseller, which is not very common for popular science literature. The *New York Times* has even proclaimed Diamond 'Dan Brown of science literature' – that popular he is.

Exploring human societies Diamond has identified five factors which have a crucial role in societies' survival: destruction of life environment, climate change, hostile neighbors, friendly partners and societies' attitude towards environmental issues.

In the book “Collapse” Diamond provides a detailed analysis of ancient and recent catastrophes, which killed people who failed or didn't want to listen to the warning signals coming from nature. The book begins with the description of the Easter Island Civilization collapse who had cut down absolutely all the trees on the island.

Diamond's books both warn and encourage to think and make a choice in favor of eco-friendly technologies, pragmatic compromises and reasonable business practices, as it can happen that the last cut tree is the Tree of Life.

Coiled Times offers its readers an exclusive interview with Jared Diamond, made by Nathan Gardels, editor at Nobel Laureates Plus. ▶

Bestsellers by Jared Diamond

1992: *The Third Chimpanzee: The Evolution and Future of the Human Animal.*
 1997: *Why is Sex Fun? The Evolution of Human Sexuality.*
 1997: *Guns, Germs, and Steel: The Fates of Human Societies.* This book won a Pulitzer Prize in 1997. Russian translation become available in 2009.

Натан ГАРДЕЛЬС: Изучив историю различных цивилизаций, Вы создали теорию, позволяющую объяснить, почему некоторые из них процветают, а другие погибают. Согласно Вашей концепции, любому обществу в прошлом приходилось сталкиваться с одинаковыми угрозами: переменной климата, истощением природных ресурсов по собственной вине, нарушением традиционных торговых связей, внешними врагами. Процветание или гибель той или иной цивилизации зависели от того, каким образом она реагировала на эти угрозы.

В качестве примера Вы приводите гибель цивилизации майя и расцвет Японии при династии сёгунов Токугава в XVII веке. Истощив природные ресурсы на своих землях, майя деградировали, потому что правящие классы, жившие за счет труда народа, не придавали значения последствиям вырубки лесов и эрозии почвы.

А вот сёгуны династии Токугава, правившие Японией в XVII веке, осознали, что исчезновение лесов представляет опасность для мира и благополучия в будущем, и ввели жесткий контроль за земледелием и вырубкой леса, способствовали распространению новых, более легких и удобных конструкций домов. На сегодняшний день 70% территории этой самой густонаселенной из развитых стран мира покрыто лесами. Каковы же главные угрозы, стоящие перед нашей глобальной цивилизацией, и готова ли она (в том числе Китай, США) противостоять им?

Джаред ДАЙМОНД: Основные угрозы – те же, что и раньше, с добавлением нескольких новых факторов. Интенсивное истощение природных богатств (хищнический рыбный промысел, истребление лесов), нехватка питьевой воды, бесконтрольное распространение биологических видов. Как и прежде, население оказывает на окружающую среду огромное давление. Новым обстоятельством является глобальное изменение климата под воздействием антропогенных, а не природных факторов. Никогда еще в истории человечества в окружающую среду не выбрасывалось столько токсических веществ.

Резко выросшее население Земли сегодня владеет мощными и опасными технологиями. Все события теперь происходят намного быстрее. Цивилизация майя существовала около 850 лет – с IX до середины XVII века. В условиях современной жизни этот срок был бы значительно короче. Цивилизация острова Пасхи погибла в изоляции,

а в эпоху глобализации экологический коллапс может охватить весь мир.

Г.: Вы утверждаете, что для решения проблем у человечества осталось в запасе 50 лет. Что именно следовало бы сделать в эти десятилетия, чтобы предотвратить непоправимую деградацию окружающей среды?

Д.: Трудность в том, что все проблемы взаимосвязаны. Если мы защитим среду от ядовитых отходов и пришлых видов, но при этом упустим проблему нехватки питьевой воды, коллапс все равно наступит. Самые разные проблемы необходимо решать одновременно, так как каждая из них усугубляет все остальные.

При современных темпах вырубки тропические леса Земли (за исключением крупнейших массивов в бассейнах Конго и Амазонки) исчезнут уже в следующем десятилетии. На Филиппинах и Соломоновых островах они будут вырублены в ближайшие пять лет.

Конечно, в этих регионах экономика многих стран опирается на лесные ресурсы. В Индонезии (четвертая в мире страна по количеству населения) и на Филиппинах с их 80 миллионами уже идут гражданские войны, частично порожденные экологическими факторами и борьбой за ресурсы. Экономика Филиппин тесно связана с США. Китай и Япония также в основном покупают древесину в подобных странах.

В некоторых африканских странах, например в Габоне и Камеруне, лесные ресурсы уже практически полностью истреблены.

История показывает: когда исчезают леса, приходят бедность и войны. Боюсь, что нам снова придется в этом убедиться.

В настоящее время люди используют для бытовых нужд, потребностей сельского хозяйства и промышленности 70% мировых запасов пресной воды. Остальные 30% находятся в труднодоступных местах — таких как Исландия и северо-западная Австралия. Что делать, когда и эти 30% войдут в оборот? Начать опреснение морской воды? Но тогда потребуется добывать больше топлива для электростанций, а значит, возникнут новые проблемы.

Мы уже имели возможность наблюдать конфликты из-за воды между Турцией и Сирией, Венгрией и Чехией. Вода — это бомба замедленного действия, и взрыв произойдет, увы, не через века, а в ближайшие десятилетия.

Г.: Но как бороться с такой сложной проблемой? И зависит ли процветание либо упадок мира от решений современных политиков?

Nathan GARDELS: You have looked over the history of civilizations and come up with a framework for analyzing why some collapsed while others prevailed. You cite four common challenges of past societies – climate change, self-inflicted environmental damage, changes in trading partners and enemies – and then look at how the response to those challenges led to success or failure.

You point out, for example, how the Maya failed and the 17th century Tokugawa Shoguns in Japan succeeded. Having overexploited their territory, the Maya collapsed because the ruling caste, which extracted wealth from the commoners, was insulated from the effects of deforestation and soil erosion and thus failed to act.

Conversely, the Shoguns of 17th century Tokugawa Japan recognized the danger of deforestation to the long term peace and prosperity of their successors and imposed heavy regulations on farmers, managed the harvest of trees and pushed new, lighter and more efficient construction techniques. Today, even though Japan is the most densely populated country of the developed world, it remains 70 per cent forested.

In light of this, what are the key challenges today, and, so far, how is our global civilization (China, US) rising to the challenge?

Jared DIAMOND: The key challenges today are the same as in the past, with a few new factors added. Environmental degradation is rampant – overfishing, deforestation, invasive species, shortages of fresh water. Population is putting immense pressure on resources, as in the past. New factors include global climate change that is anthropocentric, not natural. Toxic pollutants are present now that never existed in the past.

Today, we have far more people with more potent, destructive technology. Things are happening faster. The Maya had 850 years, from 800 to 1650 before they collapsed. That time frame would be much more accelerated in today's civilization. Easter Island had the luxury of collapsing in isolation. With globalization, the risk of environmental collapse is worldwide today.

G.: You have argued that the relevant time frame for responding in a successful way to these challenges to global sustainability is 50 years. What has to happen to avoid collapse in that five decade time frame?

D.: The problem is that all the challenges are interrelated. If we solve problems such as invasive species or toxic pollution, but not the shortage of fresh water, collapse still beckons. All the challenges need to be addressed simultaneously because they add up to an unsustainable course.

But, let's take just two challenges: deforestation and fresh water.

At the rate at which we are going now, the world's tropical rainforests – except the largest ones in Congo and Amazon Basin – will be completely felled within the next decade. In the Philippines and the Solomon Islands, they will be gone within the next five years.

Most economies, in these areas, of course, are heavily dependent on those forests. In places like Indonesia, which is the world's fourth most populous country, or in the Philippines with 80 million people tightly connected to the United States, there are already civil wars, in part based on environmental factors and fights over resources. China and Japan already get most of its timber from those countries.

Further, this is not to mention places in Africa like Gabon or Cameroon that are similarly on the verge of deforestation.

Historically, deforestation makes people poor and leads to conflict. We are bound to see that again.

Seventy percent of the earth's fresh water is already being utilized by people for drinking, industry and agriculture. The remaining 30 per cent is in places like Iceland and Northwest Australia, which are hard to get to. What happens when we use up even that last 30 per cent? Why not desalinization of sea water? Okay, but that requires fossil fuel energy to operate the plants, and that creates other problems.

We've already seen countries come close to fighting over water, such as Turkey and Syria or Hungary and the Czech Republic. Water is a time bomb set to go off within decades, not centuries.

G.: How are we responding given the gravity of the challenge? Are we making choices that will lead us to failure or success?

D.: It is a mixed bag. Twenty years ago, for example, I never would have guessed that Bangladesh and Indonesia, among the world's most populous nations, would be close, as they are today, to getting their population explosion under control. In the last 30 years, air quality in the United States has improved markedly – even though there are a lot more people and a lot more cars. Water quality has also improved.

These improvements make me cautiously optimistic, despite the scale and gravity of the challenges.

Further, the ability of some countries to radically adapt to new circumstances bodes well. Look at Australia, a rich country. It has had one of the lowest soil productivity rates in the world because its soils are so leached of nutrients. To grow anything, they thus require huge inputs of fertilizers to grow on immense tracks of land crops that would be grown in others places with far less land and therefore far less expensively. The European-descended Australians just grew crops on the available open land because that was what was done where the immigrants came from.

Д.: На этот вопрос сложно ответить однозначно. К примеру, 20 лет назад я бы ни за что не поверил, что такие густонаселенные страны, как Индонезия и Бангладеш, смогут обуздать демографический взрыв, но сегодня они близки к решению этой задачи. За последние 30 лет воздух в США стал значительно чище, хотя теперь там больше и людей, и машин. Вода также стала чище. Поэтому, несмотря на масштаб и сложность проблем, я смотрю на ситуацию со сдержанным оптимизмом.

Надежду вселяет и способность некоторых народов быстро приспосабливаться к новым обстоятельствам. Возьмем для примера одну из богатых стран – Австралию. Из-за недостатка питательных веществ австралийская почва считается одной из самых малопродуктивных в мире. Местное население использовало обширные площади и большое количество удобрений для того, чтобы получить урожай, который гораздо проще и дешевле вырастить в других странах. Европейские колонисты, поселившись в Австралии, начали заниматься земледелием просто потому, что они привыкли делать это у себя на родине.

Но с приходом глобализации австралийцы поняли, что дешевле привозить продукты питания из других стран. И сейчас они обсуждают проект сокращения сельского хозяйства на 99%. Если 80% прибыли в сельском хозяйстве дает лишь 1% используемой земли, то такое решение действительно имеет смысл.

Возьмем теперь одну из бедных стран, например Бутан. Бутанцы решили сохранить свою уникальную культуру и природу и не допустить их разрушения из-за массового наплыва туристов, как это происходит в соседнем Непале. Поэтому в страну может попасть только 2000 туристов в год, а минимальная стоимость поездки — 200 долларов на одного человека в день. Таким вот образом Бутан приспособился к происходящим в мире переменам.

В Непале же многие леса уже вырублены, и страна стоит на пороге гражданской войны между маоистскими повстанцами и "революционерами сверху". Как и в Руанде, политический конфликт во многом стал следствием выветривания почвы и вырубки лесов. Решение открыть страну для массового туризма оказалось недальновидным. Непал наводнили хиппи с рюкзаками. В страну стали исподволь проникать представления о западном уровне жизни, который она не в состоянии обеспечить своему населению.

Г.: Идеал потребительской демократии, лежащий в основе глобализации,

прямо противоположен долгосрочному планированию. Такая демократия основана на принципе «живи сейчас» и удовлетворении эгоистического стремления большинства накопить как можно больше материальных благ.

Сейчас эту идеологию исповедуют не только разросшийся средний класс США с его неумеренными аппетитами, но и мексиканские иммигранты, регулярно покупающие в супермаркетах товары, произведенные бывшими китайскими крестьянами, а ныне рабочими и неопитами консюмеризма. Вполне оправданно желание китайской семьи иметь машину, но если машины будут у каждого члена семьи, как это принято у американцев, наступит глобальная экологическая катастрофа. Если к «розничному здравомыслию» прибавится «оптовое безумие», то глобальное потепление, загрязнение воздуха и дефицит энергии неизбежны.

Все больше стран мира становятся демократическими, и всюду в них общественные приоритеты начинает диктовать большинство, относящееся к жизни потребительски. Если ситуация не изменится, то крах, предсказанный в Вашей книге, станет реальностью.

Д.: Вы совершенно правы. Китайцы, мексиканцы и другие народы хотят иметь американский уровень жизни. А это плохой пример. Хуже всего, что при повышении общего благосостояния в странах третьего мира, миграции населения в развитые страны и принятии высоких стандартов жизни происходит усиление антропогенного давления на окружающую среду. Последствия такой тенденции уже очевидны в Китае, где воздух отравлен большим количеством машин, а если вы, скажем, едите там рыбу, то делаете это на свой страх и риск, так как уровень токсинов в ней может быть очень высок.

Впрочем, Китай – далеко не безнадежный случай: у него большой опыт принятия радикальных решений. Некоторые из них – такие как «культурная революция» или «большой скачок», были разрушительны. Другие, наоборот, вызывают восхищение. Китайцы отказались от использования неэтилированного бензина всего за год, и всего за день приостановили вырубку леса по всей стране. Для этого оказалось достаточно соответствующего постановления правительства.

Г.: Не означает ли это, что методы командно-административного управления, ►

With globalization, they have realized it is cheaper to buy food from elsewhere and devote less land to farming. Sensibly, there are now plans on the table to wipe out 99 per cent of Australian agriculture. If they can make 80 per cent of their profits from 1 per cent of the land that is suited to agriculture, it makes sense to change.

Look at Bhutan, a poor country. They decided they wanted to keep their unique culture and not to let their small land be overrun by tourism like neighboring Nepal. So, only 2000 tourists a year are allowed in at a minimum fee of \$200 per tourist per day. They are adapting well to modern challenges.

Nepal, by contrast, has been massively deforested and is headed toward civil war between Maoist rebels and “the revolution from the top”. As in Rwanda, the soil erosion and deforestation have contributed significantly to the conflict. Their development policy based on mass tourism – often hippies with backpacks – was not wise for Nepal. It exposed itself to unregulated outside influence, to a first world lifestyle without the means to sustain it.

G.: The antithesis of long-term planning and sustainable values is the ethos that stands behind globalization: consumer democracy. That is, the short-term, self-interested aspiration of the majority to accumulate more and more stuff.

This ethos no longer just drives the “resource hogs” of the sprawling American middle class, but also Mexican immigrants shopping at WalMart for goods produced by upwardly mobile Chinese peasants-turned assembly line workers who themselves have adopted consumerism as their new ideology. It may be entirely rational for a Chinese family to want their own car, but if they each get one, like the Americans, it will amount to ecocide. Retail sanity can add up to wholesale madness – global warming, air pollution and energy scarcity.

As the world advances toward democracy, the priorities of all societies will be set by a consumer majority.

If you don't change that, I don't see how you can get off the path to unsustainability you so well document in Collapse.

D.: You are absolutely right. The Chinese and Mexicans, among others, aspire to have a US lifestyle, which is a bad example. The biggest problem is the increase in total human impact on the environment as a result both of rising Third World living standards and of Third World individuals immigrating to the First World and adopting its living standards.

The consequences for China are very vivid. The proliferation of cars and the horrible air quality has already arrived. You eat fish in China at your own risk because the toxin levels are so high.

Yet, China is also a hopeful case in that they have a history of taking radical solutions. Some of these, like the Great Leap Forward or the Cultural Revolution, have been disastrous. Some have been fantastic. It took China one year to phase out leaded gasoline. It took one day to end logging in the whole country! The government decreed it.

G.: This suggests that the Communist remnants of central planning in China might be better able to respond to the environmental challenge of unsustainability than consumer democracy.

If Japan had a consumer democracy in the 17th century instead of the Tokugawa Shogunate, perhaps it would not have been able to stem deforestation and collapse?

D.: Maybe, but I don't think so. The historical record, at least, shows no general case for either democracy or dictatorship in terms of curbing environmental damage. The Tokugawa shoguns made a good decision; the ruling kings of the Maya failed to take action.

The Scandinavian democracies have the best environmental record in the world. It is true that Trujillo preserved the forests in his dictatorial interests, but the more democratic regime of Joaquin Balaguer in the Dominican Republic led to the establishment of remarkable forest preserves, on the very same island as deforested Haiti.

In short, democracies can create messes, and so can dictatorships. You can't generalize.

G.: Almost 20 years ago, the Norwegian prime minister Gro Harlem Brundtland sounded many of the same alarms about the world being headed on an unsustainable course. She told me then that our big hope was the “information society”. If people are informed, they will act.

That seems to work on the individual level – many people have quit smoking. But in the case of the United States, birthplace of the information revolution, information about global warming has not stopped the proliferation of SUVs or led to massive investment in conservation or public transportation. After the OPEC oil shock of the 1970s and two Iraq wars, the governor of California still drives a Humvee!

When facing long-term environmental threats, why do people act against their own interests?

D.: People act against their interests when change conflicts with deeply held values or when elites are insulated and can't see clearly what is happening. The best information does not remove conflicts of interest – many of the energy companies and car companies don't want change, of course. We have seen a mixture of all these in the debates over the Kyoto Protocol, which the US has not gone along with because the current leadership gives greater value to economic growth.

доставшиеся Китаю в наследство от коммунистического режима, более подходят для сохранения экологического равновесия, чем потребительская демократия?

Если бы Япония в XVII веке была не империей, управлявшейся сёгунами Токугава, а потребительской демократией, может быть, она не сумела бы предотвратить вырубку лесов и экологический коллапс?

Д.: Может быть, но я в этом не уверен. Во всяком случае история не подтверждает однозначного преимущества ни диктатуры, ни демократии относительно бережного отношения к природе. Так, династия Токугава приняла мудрое решение, а правители майя – нет.

Самая лучшая экологическая политика – в демократических странах Скандинавии. Доминиканский диктатор Трухильо действительно сохранял леса в своих корыстных интересах, но его преемник, демократ Хоакин Балагер, сделал не меньше, создав на острове прекрасные национальные парки. Кстати, в другой части острова, занимаемой Гаити, лесов уже почти нет. Как тиран, так и демократическое правительство могут натворить немало бед. Здесь нельзя обобщать.

Г.: Многие современные проблемы были предсказаны еще двадцать лет назад премьер-министром Норвегии Гру Харлем Брунтланд, которая опасалась, что мировая цивилизация может пойти по неустойчивому пути развития. Тогда, в беседе со мной, она возлагала надежду на «информационное общество»: когда люди получают знание, они начнут действовать с большей ответственностью.

В частных случаях подобные надежды оправдываются: например, под воздействием СМИ многие люди бросили курить. Но вот американцы, родоначальники информационной революции, узнав о глобальном потеплении климата, не стали покупать меньше джипов или больше инвестировать в развитие общественного транспорта. Несмотря на нефтяной кризис в связи с политикой ОПЕК в 1970-х и две войны в Ираке, губернатор Калифорнии по-прежнему ездит на "Хамви"!

Почему, зная об экологических угрозах в будущем, люди действуют против собственных интересов?

Д.: Люди поступают против собственных интересов, когда изменение образа жизни связано с разрушением глубоко укоренившихся в их

сознании ценностей или же когда правящие классы защищены от угрозы и поэтому не задумываются о ее масштабах. Даже самая точная информация не устраняет конфликта интересов. Ясно, что многие нефтяные и автомобильные компании не желают никаких перемен. Многообразие существующих интересов продемонстрировали дебаты по Киотскому протоколу. Он так и не был подписан администрацией США, отдающей предпочтение экономическому росту.

Г.: Если потребитель сам делает выбор, то почему рынок не может быть инструментом реформ? Если потребитель потребует автомобиль с гибридным приводом, то рынок пойдет ему навстречу. Например, после первого нефтяного кризиса стали популярны небольшие японские малолитражные автомобили.

Д.: История показывает неспособность рынка справляться с экологическими проблемами. Бихевиористы, получившие Нобелевские премии по экономике, доказали, что как фирмы, так и частные лица, действующие на рынке, по ряду причин часто принимают ошибочные решения.

К примеру, почему горнодобывающая отрасль США фактически сама себя устранила с рынка? На выборах в Монтане, несмотря на то что горнодобывающие компании потратили на них в 10 раз больше, чем конкуренты, местное население проголосовало за запрет разработки рудников с помощью цианирования и кучного выщелачивания. Невзирая на огромное значение горнодобывающей отрасли для американского Запада, жители Монтаны рассудили, что этот опасный для экологии метод дает выгоду только акционерам на Востоке, а им самим остаются вредные отходы. То есть рынок способствовал развитию отраслей, вредных для местного населения, что в итоге и разорило компании.

Г.: В демократических странах для осуществления долгосрочного планирования необходимо, чтобы число сторонников реформ пересекло критический порог и стало большинством. Но, учитывая информированность современного общества, может, перемены на местном уровне будут происходить сами по себе, без централизованного давления властей и политического большинства?

Например, переход на водородное топливо и безотходное производство, внедрение бионики и нанотехнологий происходит без принуждения со стороны государства.

G.: Following consumer preference, why can't the market be the instrument of change. If consumers demand hybrid cars, won't the market deliver them, just as the Japanese delivered smaller, fuel-efficient cars after the first oil shock?

D.: When faced with environmental problems in the past, the market has not solved them. As the behaviorists who won Nobel prizes in economics have pointed out, neither individuals nor firms always make rational decisions in the marketplace for a variety of reasons.

Why, for example, has the mining industry in the United States virtually driven itself out of business? In the last elections, despite being outspent ten to one by the mining companies, the citizens of Montana maintained the ban against cyanide heap-leach mining. Despite the enormous importance of mining to the American West, the citizens of Montana have concluded that this problem-plagued mining method may have led to better share prices for mining company stockholders back East, but left them with only toxic wastes. In short, the market only encouraged mining practices that were bad for the local population, and in the end also bad for the companies.

G.: In democratic societies, the long-term planning you argue is necessary to avoid collapse would require crossing a political threshold in which the majority embraces the necessity of change. Given today's network society, perhaps "distributed change" is more viable, that is, the decentralized, networked change that doesn't require a political majority to happen?

I'm thinking, for instance, of the manifold practical advances today from biomimicry to hydrogen fuel cars to nanotechnology to cycle-to-cycle manufacturing.

D.: There is some role for distributed change; there is some role for step, or threshold change. Here are opposite examples. Both Britain and the US have dramatically increased air quality in the last several decades. In Britain it was a threshold phenomenon: in the late 1950s there was an inversion and thousands of Londoners died from the pollution. That galvanized Britain to act.

In the US, it was an incremental phenomenon resulting from the slow but widespread diffusion of environmental sensibility among the public, which resulted in legislative regulation of auto emissions. There was no awful event that pushed us past a critical political threshold of action. On the other hand, the American coal industry today is much cleaner than copper or gold mining. That was because of a terrible accident – the 1973 Buffalo Creek coal mining disaster in which 167 people drowned. That produced an outcry for government regulation, despite industry claims it would drive them into bankruptcy. Of course, we know today that a regulated coal industry can be perfectly profitable.

In the US today, a lot of people are going out and buying Humvees; but there are also a lot of people going out and

buying hybrids. In California, dedicated freeway lanes are being open now not only to multi-passenger vehicles, but also to hybrids. There are tax incentives for purchasing fuel-efficient cars. Where will this all lead?

G.: Where political will lacks, technology can often substitute. We may still be dependent on Middle East oil, but fuel efficiency in cars tempers the consequences. That is well and good, but can't it also lead to the delusion that we can have our resources and sustainability too, that our inability to curb our appetites can one day be remedied by some kind of planetary liposuction before the 50 year window closes? In the absence of politics, a technological fix.

What distinguishes today from the past is our technological prowess. Does that make a difference?

D.: Technology can solve problems in some cases. Just recently I attended the inauguration of a super efficient windmill that will generate power in Wyoming. This new technology could, rather quickly, supply half the power requirements of the United States and allow us to phase out oil-based generation.

On the other hand, those who argue that technology will solve our problems ignore the historical track record. Technology – the invention of the car, for example – has created as many problems as it has solved.

Moreover, as you point out, technology can paralyze us and prevent us from engaging the necessary political solutions. One reviewer of my book said: "Diamond looks at 13,000 years of history to make his case, but only a few decades forward to tell us time is running out for solutions. If we looked as far ahead as Diamond looks back, we'll be colonizing other galaxies."

This is a misplaced faith in technology. If we don't find some way of getting through the next five decades we are not going to have the option of colonizing the galaxies.

G.: Throughout our conversation, you have pointed to both negative and positive examples of change underway. I suppose the ultimate question is whether the hybrids win out over the Humvees in the end, or vice versa? Should we be cautiously optimistic, or anxiously pessimistic? Is your gut feeling that we will fail to meet the civilizational challenge?

D.: No, absolutely not. Despite the title of my book is "Collapse" the subtitle – "How Societies Choose to Succeed or Fail" – is closer to my sense of things. We are in a horse race between the forces of destruction and the forces of solution. It is an exponentially accelerating race of unknown outcome.

My gut feeling is that it is up for grabs. What I do know is that the crisis of unsustainability can be solved – if we chose to do so. It will be fatal to our civilization, or near fatal, if we don't. We have a fighting chance. ☉

Д.: Конечно, и такие случаи имеют место. Иногда у людей просто не остается иного выхода, кроме внедрения новых технологий. Вот вам два примера. За последние несколько десятилетий как в Великобритании, так и в США воздух стал намного чище. Однако в Великобритании переход к менее опасным технологиям произошел резко. Когда в конце 50-х тысячи жителей Лондона погибли от ядовитого смога, опустившегося на город, англичане взялись за экологию.

В США же усовершенствование экологической политики происходило постепенно. Там наблюдался медленный, но неуклонный рост обеспокоенности общественности состоянием окружающей среды. Стали вводиться ограничения на выброс вредных выхлопных газов. В США в этой сфере не было катастрофических событий, которые бы вынудили власти действовать более интенсивно. А вот если взять американскую угольную отрасль, то уровень экологических стандартов там сегодня намного выше, чем на золотых или медных рудниках. Это связано с ужасным происшествием, когда в 1973 году на шахте «Буффало-Крик» утонули 173 человека. После этого случая правительство ввело жесткие экологические стандарты, несмотря на протесты угольных компаний, многие из которых тогда разорились. Конечно, теперь хорошо известно, что добыча угля может приносить прибыль и при соблюдении экологических норм.

Хотя многие американцы по-прежнему ездят на «Хамви», уже появилось много сторонников чистого топлива. В Калифорнии на магистралях стали выделять специальные полосы не только для общественного транспорта, но и для автомобилей с гибридным приводом. Покупателям малолитражных автомобилей предоставляются налоговые льготы. Посмотрим, какой это даст результат.

Г.: Там, где отсутствует политическая воля, на помощь зачастую приходят технологии. Хотя мы пока и зависим от нефтяных скважин на Ближнем Востоке, новые технологии позволяют создавать машины с малым расходом топлива. С одной стороны, это очень хорошо. Но, с другой, не порождает ли это иллюзию, что можно совместить развитие с разграблением природных богатств? Не станем ли мы утешать себя тем, что хоть мы и не в состоянии умерить свои аппетиты, но какая-нибудь «липосакция» в планетарном масштабе спасет нас от всех бед прежде, чем истечет оставшийся нам в запасе пятидесятилетний срок? Раз не действуют политические методы, будем

надеяться на чудеса технологии.

В отличие от недавнего прошлого, сегодня люди снова поверили во всемогущество технического прогресса. Может ли технология кардинально повлиять на ситуацию?

Д.: Конечно, в некоторых случаях технологии бывают весьма эффективны. Например, недавно я присутствовал на открытии мощной ветряной электростанции в Вайоминге. Внедрение подобных электростанций удовлетворило бы половину энергетических потребностей США, и тогда мы смогли бы постепенно закрыть станции, работающие на нефтепродуктах.

С другой стороны, те, кто утверждают, что наука способна снять все проблемы, не учитывают исторический опыт. К примеру, изобретение автомобиля создало ровно столько же проблем, сколько и решило. Так и с другими технологиями.

К тому же, как Вы верно заметили, наука может оказать парализующее действие, сдерживая поиск политических решений. Один из критиков сказал по поводу моей книги: «Даймонд заглядывает на 13 000 лет в прошлое и лишь на несколько десятилетий вперед, но говорит, что у нас осталось мало времени для спасения. А вот если мы заглянем на 13 000 лет в будущее, то, быть может, окажемся в том времени, когда человечество будет колонизировать галактики».

Слепая надежда на науку сейчас неуместна. Если мы не сможем найти способ выжить в ближайшие полвека, то колонизировать галактики будет некому.

Г.: В ходе нашей беседы Вы упомянули как негативные, так и положительные стороны происходящих в мире процессов. В конечном счете вопрос сводится к тому, победит ли бензин или чистое топливо. Что Вам говорит интуиция? Нужно ли быть осторожным пессимистом или тревожным оптимистом? Неужели нашей цивилизации суждено погибнуть?

Д.: Нет, конечно же, нет. Хотя моя книга называется «Коллапс», но подзаголовок «Почему одни общества выживают, а другие умирают» ближе к моему образу мыслей. Ситуация напоминает гонку между силами разрушения и силами спасения. Скорость этой гонки постоянно увеличивается, а результат состязания непредсказуем.

Интуиция подсказывает, что борьба предстоит нелегкая. Исходя из моих знаний, могу утверждать, что при сильном желании кризис может быть преодолен. Если же такого желания будет недостаточно, мы приблизимся к пропасти. Но пока у нас еще есть возможность бороться. ☉

НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА
NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD



Николай Александрович ДЕМЯНЕНКО

Родился 12 января 1953 года. В 1970 году окончил среднюю школу. В 1971 году окончил Мозырское училище геологии № 84. В 1976 году окончил Гомельский государственный университет по специальности «гидрогеология и инженерная геология» и был направлен на работу в могилевский отдел БелГИИЗа. С 1998 года по настоящее время работает в Белорусском научно-исследовательском и проектном институте нефти (БелНИПИнефть). Прошел последовательно должности инженера, младшего научного сотрудника, научного сотрудника, старшего научного сотрудника, ведущего научного сотрудника, заведующего лабораторией, заведующего отделом.

В 2004 году стал директором БелНИПИнефть. Кандидат технических наук (1991 год). По различным вопросам нефтедобычи опубликовал более 125 научных трудов. Автор 80 патентов на изобретения и полезные модели, полученных в патентных ведомствах Республики Беларусь и Российской Федерации.

Nikolai Alexandrovich DEMYANENKO

Mr. Demyanenko was born on January 12, 1953. In 1970 finished secondary school. In 1971 graduated from geology vocational school No. 84 in the town of Mozyr. In 1976 he graduated from Gomel State University, where majored in hydro geology and geological engineering. Upon graduation from the university he was assigned to work at the Mogilev Department of Belarusian State Institute of Engineering Surveys. Since 1998 Mr.

Demyanenko has been working at the oil research institute BelNIPIneft. He moved up the career ladder working in the positions of engineer, junior research scientist, research scientist, senior research scientist, chief researcher, head of laboratory, and head of department. In 2004 he was appointed the Director of BelNIPIneft. He has a PhD degree in engineering (1991). He has published more than 125 scientific papers on different issues of oil production. He is the author of 80 patents for inventions and utility models, issued by patent authorities of Belarus and the Russian Federation.

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: главный редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – marketing@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2011 год – 3000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2011 год – 2100 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4500 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2011 год

на печатную версию на электронную версию

Я желаю подписаться как Пришлите счет на подписку

юридическое физическое по факсу по электронной
лицо лицо почте

| | |
|----------------|--|
| Ф.И.О. | |
| Должность | |
| Компания | |
| Адрес | |
| Город | |
| Край / область | |
| Страна | |
| Индекс | |
| Телефон | |
| Факс | |
| Эл. почта | |

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов. Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

Подпись

5/1, Pyzhevski Lane, office 425, Moscow 119017 Russia
 Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
 tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
 E-mail: editor-in-chief – cttimes@cttimes.org, marketing
 and advertising – marketing@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00. E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

Special offer! Annual printed subscription + e-subscription is \$150,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2011

for printed version for e-version

I would like to subscribe as Send the Subscription Invoice

Legal Entity Natural Person by fax by e-mail

| | |
|------------------|--|
| First, Last name | |
| Position | |
| Company name | |
| Address | |
| City | |
| Region | |
| Country | |
| Zip Code | |
| Telephon number | |
| Fax number | |
| E-mail address | |

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in Coiled Tubing Times Journal

| |
|-----------|
| Signature |
|-----------|

Читайте в следующем номере журнала «Время колтюбинга»:

- Материалы 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»: репортажи, мнения участников, самые содержательные доклады.
- Джоел Парк, непререкаемый авторитет в области колтюбингового бурения, продолжит разговор об этой новой для России технологии.
- Дон Ван Арнам, старший металлург отдела разработки продукции компании NOV Quality Tubing, ответит на вопросы читателей и посетителей сайта о различных аспектах применения и технического обслуживания гибких труб.
- Специальный репортаж будет посвящен Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE 2010.

Read in the next issue of Coiled Tubing Times:

- The 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference: coverage, participants' feedback, most significant papers.
- Joel Park, indisputable expert on coiled tubing drilling, will continue his talk about this new technology in Russia.
- W.D. (Don) Van Arnam, Senior Metallurgist, Product Development, NOV Quality Tubing is answering the questions of our readers and website users about application and maintenance of coiled tubing.
- Our special coverage will be devoted to SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2010.